

**Федеральное агентство по образованию
ГОУ ВПО «Российский государственный профессионально-
педагогический университет»
Учреждение Российской академии образования «Уральское отделение»
Академия профессионального образования**

В. М. Куликов

**МЕТОДЫ УЧЕТА И АНАЛИЗА
ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ**

Учебное пособие

*Рекомендовано Учебно-методическим объединением
по профессионально-педагогическому образованию в качестве
учебного пособия для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности 050501.19 Профессиональное обучение
(электроэнергетика, электротехника и электротехнологии)*

**Екатеринбург
2009**

УДК 621.317.7 (075.8)

ББК Ж 604я73-1

К90

Куликов В. М. Методы учета и анализа потребления энергоносителей [Текст]: учеб. пособие / В. М. Куликов. Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО «Рос. гос. проф.-пед. ун-т», 2009. 138 с.

ISBN 978-5-8050-0358-6

Рассматриваются методы учета и анализа эффективности потребления различных видов топливно-энергетических ресурсов на промышленных предприятиях и в организациях, общие положения и правила учета различных энергоносителей, вопросы теории и практики разработки и анализа энергобалансов предприятий.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности 0305000 Профессиональное обучение (электроэнергетика, энергоаудит и энергосбережение).

Рецензенты: канд. техн. наук, проф. Ю. В. Кузнецов (ГОУ ВПО «Российский государственный профессионально-педагогический университет»); канд. техн. наук, проф. В. В. Мамаев (ГОУ ВПО «Уральский лесотехнический университет»)

ISBN 978-5-8050-0358-6

© ГОУ ВПО «Российский государственный профессионально-педагогический университет», 2009

© Куликов В. М., 2009

Оглавление

Введение	5
Раздел 1. Общие положения об учете потребления топливно-энергетических ресурсов.....	7
Глава 1. Учет топливно-энергетических ресурсов	7
1.1. Термины и определения	7
1.2. Понятия учета и измерения расхода энергии и энергоносителей	9
1.3. Виды и способы учета.....	14
1.4. Методы измерений, их классификация.....	16
Глава 2. Нормативно-правовое обеспечение учета энергоносителей.....	17
2.1. Нормативно-правовые документы РФ по учету ТЭР.....	17
2.2. Виды энергоносителей, подлежащих учету	18
Вопросы для самоконтроля	19
Раздел 2. Учет потребления основных видов энергоресурсов	20
Глава 3. Учет электрической энергии.....	20
3.1. Правила учета электроэнергии. Общие положения	20
3.2. Общие требования к измерительным комплексам учета электрической энергии.....	23
3.3. Средства учета электрической энергии	26
3.4. Электросчетчики	27
3.5. Измерительные трансформаторы тока и напряжения.....	33
3.6. Многотарифный учет.....	35
3.7. Качество электроэнергии.....	36
Глава 4. Учет тепловой энергии и теплоносителя.....	38
4.1. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Общие положения.....	38
4.2. Классификация теплосчетчиков	42
4.3. Методы и средства измерения температуры.....	43
4.4. Методы и средства измерения расхода.....	50
4.4.1. Тахометрические расходомеры	54
4.4.2. Расходомеры переменного перепада давления (РППД)	54
4.4.3. Вихревые расходомеры	56
4.4.4. Электромагнитные расходомеры	58
4.4.5. Ультразвуковые расходомеры	59
4.5. Методы и средства измерения давления.....	61
4.6. Тепловычислители (контроллеры)	65
4.7. Метрологические требования к узлам учета тепловой энергии	67
4.8. Процедура создания узлов коммерческого учета	68

Глава 5. Учет природного газа	69
5.1. Правила учета газа. Общие положения.....	69
5.2. Метрологические требования к узлам учета газа	72
Глава 6. Автоматизированные информационно-измерительные системы	73
6.1. Общие сведения.....	73
6.2. Коммерческие и технические АИИС	76
6.3. Структура и схемы построения АИИС	79
6.4. Экономическая эффективность АИИС	82
Вопросы для самоконтроля	85
Раздел 3. Анализ потребления энергоресурсов.....	87
Глава 7. Анализ потребления топливно-энергетических ресурсов	87
7.1. Методы и схема анализа потребления энергоресурсов.....	87
7.2. Классификация потерь ТЭР	95
7.3. Понятие об эффективности использования ТЭР	98
7.4. Мониторинг использования ТЭР	100
Глава 8. Энергетические балансы промышленных предприятий.....	106
8.1. Виды и области применения энергетических балансов	106
8.2. Состав первичной информации при разработке энергетических балансов предприятий	108
8.3. Анализ энергетических балансов	109
Глава 9. Потенциал энергосбережения. Мероприятия по повышению эффективности использования.....	112
9.1. Потенциал энергосбережения. Понятие идеального аналога.....	112
9.2. Теоретический потенциал энергосбережения	114
9.3. Классификация мер по экономии энергоресурсов	115
Вопросы для самоконтроля	120
Раздел 4. Нормирование и управление потреблением энергоресурсов....	121
Глава 10. Нормирование расхода топливно-энергетических ресурсов	121
10.1. Основные положения.....	121
10.2. Классификация и состав норм расхода ТЭР.....	122
10.3. Методы разработки норм расхода ТЭР.....	127
10.4. Основы энергетического менеджмента	129
Вопросы для самоконтроля	135
Заключение	136
Библиографический список	137

Введение

Еще в XVII в. в процессе промышленной революции в Европе появилась система экономического контроля и ведения счетов, т. е. то, что сейчас обычно называют различными видами учета.

В настоящее время без учета невозможно представить себе ни один вид деятельности человека. На учете и анализе данных основаны жизнь современного общества, возможность управлять любыми процессами, происходящими на предприятии, в регионе, в государстве и в мире.

Для решения вопросов энергосбережения (рационального энергоиспользования) необходимо усиление функций контроля за производством и потреблением топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) или, иначе говоря, функций учета, поскольку ни одна задача управления (а задача рационального энергоиспользования является в значительной степени управленческой задачей) не может быть успешно реализована без полной и достоверной информации и ее анализа.

Основная цель учета ТЭР – получение полных и достоверных данных о количестве энергии и энергоносителей при их производстве (добыче), передаче, преобразовании, хранении, распределении и потреблении.

Главными задачами, для решения которых осуществляется учет ТЭР, являются:

- проведение взаимных финансовых расчетов между субъектами рынка энергии и энергоносителей;
- определение и прогнозирование технико-экономических показателей хозяйственной деятельности предприятий и организаций;
- решение вопросов рационального энергоиспользования.

В настоящее время для повышения конкурентоспособности предприятия необходимо постоянно совершенствовать технологический процесс и потребление энергоносителей. Оптимизировать затраты – значит меньше тратить на приобретаемые ТЭР при сохранении необходимых условий выпуска продукции и оказания услуг. Решение этой сложной и многогранной задачи невозможно без современных систем учета и управления энергопотреблением, так как при отсутствии системы достоверного учета и контроля потребления энергоресурсов все мероприятия по энергосбережению не дают нужной отдачи и оценить их эффективность невозможно.

Понятие «учет» используется в таких областях деятельности, как экономика, финансы и бухгалтерский учет, где под ним понимается составная часть управления экономическими процессами, а в зависимости от конкретных целей различают аналитический учет, бухгалтерский учет предприятий и учреждений, бюджетный учет, каждый из которых осуществляется в рублях или валюте. Такая трактовка понятия «учет» не имеет ничего общего с техническими средствами для измерения потребления тех или иных энергоресурсов.

Слово «учет» используется в текстах ряда законов РФ и во многих нормативных актах, утвержденных Правительством РФ. В ст. 11 Закона «Об энергосбережении» установлено, что с 2000 г. все производители, поставщики и потребители топливно-энергетических ресурсов обязаны вести учет энергоресурсов. Однако термин «учет» пока не имеет общепринятого, установленного в нормативных документах определения в сфере энергообеспечения.

Основной целью учета энергии и энергоносителей является получение достоверной информации о количестве их производства, передачи, распределения и потребления для решения технико-экономических задач на всех уровнях управления в экономике, в том числе ведение финансовых расчетов между субъектами рынка энергоносителей, управление режимами энергопотребления, прогнозирование энергобалансов и др.

Для практической реализации государственной политики энергосбережения необходим квалифицированный анализ информации, полученной в системах учета ТЭР, о чем и пойдет речь в нашем учебном пособии.

Учебное пособие может быть использовано учащимися различных технических учебных заведений при изучении дисциплин электро- и теплоэнергетического цикла.

Автор выражает благодарность М. П. Новикову и А. В. Чазову за помощь в подготовке разделов пособия.

Раздел 1.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОБ УЧЕТЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Глава 1. Учет топливно-энергетических ресурсов

1.1. Термины и определения

Термины, приведенные ниже и используемые в изучаемом курсе, установлены законами РФ, государственными стандартами и другими нормативными документами. Они определяют единый понятийный аппарат и формализованный технический язык в сферах учета потребления энергоносителей, а также эффективное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов. Для каждого понятия дается одна трактовка.

Энергоноситель – вещество в различных агрегатных состояниях (твердое, жидкое, газообразное) либо иные формы материи (плазма, поле, излучение и т. д.), запасенная энергия которых может быть использована для целей энергоснабжения.

Топливо-энергетические ресурсы – совокупность природных и производственных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности.

Вторичные топливно-энергетические ресурсы (ВЭР) – топливно-энергетические ресурсы, полученные как отходы или побочные продукты (сбросы и выбросы) производственного технологического процесса.

Средства учета – совокупность устройств, обеспечивающих измерение и учет энергии и (или) энергоносителей и соединенных между собой по установленной схеме.

Приборы учета – приборы, которые выполняют одну или несколько функций: измерение, накопление, хранение, отображение информации о количестве потребленной энергии, параметрах энергоносителя и времени работы приборов.

Узел учета – комплект приборов и устройств, обеспечивающий учет потребленной энергии, массы (объема) энергоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров.

Значение физической величины – выражение размера физической величины в виде некоторого числа принятых для нее единиц.

Единица измерения физической величины – физическая величина фиксированного размера, которой присвоено числовое значение, равное единице, и применяемая для количественного выражения однородных с ней физических величин.

Погрешность результата измерений – отклонение результата измерений от истинного (действительного) значения измеряемой величины.

Достоверность – характеристика качества измерений, которая определяется известной (доверительной) вероятностью того, что истинное значение измеряемой величины находится в указанных границах (доверительных).

Энергосбытовая организация – коммерческая организация независимо от организационно-правовой формы, осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической и (или) тепловой энергии.

Потребитель энергии – юридическое или физическое лицо, которому принадлежат энергопотребляющие установки, присоединенные к системе энергоснабжения энергоснабжающей организации.

Граница балансовой принадлежности – линия раздела элементов энергетических сетей между владельцами по признаку собственности, аренды или полного хозяйственного ведения.

Тарифы – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию.

Энергоустановка – комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенных для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии (ГОСТ 19431).

Непроизводительный расход ТЭР – потребление ТЭР, обусловленное несоблюдением или нарушением требований, установленных государственными стандартами, иными нормативными актами, нормативными и методическими документами.

Эффективное использование ТЭР – использование топливно-энергетических ресурсов, обеспечивающее достижение экономически целесообразной эффективности их использования при существующем уровне развития техники и технологии, с учетом соблюдения требований снижения техногенного воздействия на окружающую среду.

Рациональное использование ТЭР – использование топливно-энергетических ресурсов, обеспечивающее достижение максимальной при су-

шествующем уровне развития техники и технологии эффективности, с учетом ограниченности их запасов и соблюдения требований снижения технологического воздействия на окружающую среду и других требований общества (ГОСТ 30166).

Топливо-энергетический баланс – система показателей, отражающая полное количественное соответствие между приходом и расходом (включая потери) ТЭР в хозяйстве в целом или на отдельных его участках (отрасль, предприятие, цех, процесс, установка) за выбранный интервал времени.

Показатель энергетической эффективности – абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.

Коэффициент полезного действия – величина, характеризующая совершенство процессов превращения, преобразования или передачи энергии, являющаяся отношением полезной энергии к подведенной.

Коэффициент полезного использования энергии – отношение всей полезно используемой в хозяйстве (на установленном участке, энергоустановке и т. п.) энергии к суммарному количеству израсходованной энергии в пересчете ее на первичную.

1.2. Понятия учета и измерения расхода энергии и энергоносителей

Правильное понимание термина «учет» позволяет адекватно описывать правила построения систем учета и требования к технической системе, связанной с измерениями, на основании которых производятся расчеты за товарную продукцию.

Практическая реализация политики энергосбережения, рационального и эффективного энергоиспользования предполагает усиление функций контроля за производством и потреблением топливо-энергетических ресурсов или, иначе говоря, функций учета, поскольку ни одна задача управления, в том числе управления энергопотреблением, не может быть успешно решена без использования достаточно полной и достоверной информации об этом процессе.

В «Толковом словаре русского языка» Д. Н. Ушакова слово «учет» имеет два значения:

- 1) действие по глаголу учесть – учитывать, учет товаров;
- 2) установление наличности кого- или чего-нибудь.

В свою очередь, глагол «учесть» означает: принять в расчет; установить путем расчета, подсчета; учесть расходы; в переносном смысле – принять во внимание, рассчитать.

Термин «учет» широко используется в бухгалтерской деятельности. Под бухгалтерским учетом специалистами в этой области понимается система ведения счетов и бухгалтерского контроля. Учет при этом рассматривается как форма регистрации информации по экономическому состоянию фирмы или организации. В данной сфере различают три вида учета: оперативный, статистический и бухгалтерский. Бухгалтерский учет определяется как детальный экономический учет всех событий и операций на предприятии, проводящийся непрерывно и по определенной установленной государственными органами методике, использующей различные измерители и разнообразные формы документов.

В общем случае учет и описание различных по характеру предметов и процессов производятся на основании информации, полученной в результате измерений, посредством измерителей. Ими являются трудовой, натуральный и денежный (обобщенный) измерители.

Термин «учет» в энергетике пока не имеет однозначного определения. Его могут использовать и как синоним термина «измерение», и как обозначение действия (процесса), использующего данные измерений.

В области производства, передачи, хранения и потребления топливно-энергетических ресурсов принято следующее определение понятия **«учет топливно-энергетических ресурсов»**: действие (процесс) и система документирования. В широком смысле – измерение, сбор и передача информации, а также регистрация в обязательном порядке информации по заданным правилам.

В промышленности, электроэнергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве используются следующие общепринятые натуральные измерители энергии и энергоносителей:

- тыс. кВт · ч (МВт · ч) – производство и потребление электроэнергии;
- Гкал (ГДж) – производство и потребление тепловой энергии;
- т (кг, л) – производство и потребление твердых и жидких видов топлива;
- тыс. м³ – производство и потребление газообразного топлива;
- т у.т.¹ – потребление любых видов ТЭР в пересчете на условные единицы – «условное топливо» и др.

¹ Тонн условного топлива.

Использование термина «учет» в качестве синонима термина «измерение» некорректно, но часто с этим можно столкнуться на практике. Например, счетчик электроэнергии, как правило, называют «прибором учета», хотя сам учет электроэнергии фактически происходит в бухгалтерии предприятия.

В практической жизни человек постоянно имеет дело с измерениями. Всем известны с незапамятных времен измерения таких величин, как длина, объем, вес, время и др.

Измерения являются одним из важнейших путей познания природы человеком. Они дают количественную характеристику окружающего мира, раскрывая человеку действующие в природе закономерности. Математика, механика, физика стали именоваться точными науками потому, что благодаря измерениям они получили возможность устанавливать точные количественные соотношения, выражающие объективные законы природы. Д. И. Менделеев выразил значение измерений для науки следующим образом: «Наука начинается с тех пор, как начинают измерять. Точная наука немислима без меры». Все отрасли техники – от строительной механики и машиностроения до ядерной энергетики – не могли бы существовать без развернутой системы измерений, определяющих как все технологические процессы, контроль и управление ими, так и свойства и качество выпускаемой продукции.

Во всех случаях проведения измерений, независимо от измеряемой величины, метода и средства измерений, есть общее, что составляет основу измерения, – это сравнение опытным путем данной величины с другой, подобной ей, принятой за единицу. При всяком измерении с помощью эксперимента оценивается физическая величина в виде некоторого числа принятых для нее единиц, т. е. находится ее значение.

Существует следующее определение понятия «*измерение*»: нахождение значения физической величины опытным путем с помощью специальных технических средств.

Отраслью науки, изучающей измерения, является метрология. Метрология в современном понимании – наука об измерениях, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности.

Единство измерений – такое состояние измерений, при котором их результаты выражены в узаконенных единицах и погрешности измерений известны с заданной вероятностью. Единство измерений необходимо для

того, чтобы можно было сопоставить результаты измерений, выполненных в разных местах, в разное время, с использованием разных методов и средств измерений.

Точность измерений характеризуется близостью их результатов к истинному значению измеряемой величины.

Важнейшей задачей метрологии является обеспечение единства и необходимой точности измерений.

Физическая величина – это свойство, присущее в качественном отношении многим объектам (физическая система, явление или процесс), но в количественном отношении индивидуальное для каждого объекта. Например, все тела обладают массой и температурой, но для каждого из них эти параметры различны. То же самое можно сказать и о других величинах: электрическом токе, вязкости жидкости или потоке излучений.

Термин «величина» применяется в отношении свойств или характеристик, которые можно оценивать количественно, т. е. измерять. Существуют также свойства и характеристики, которые не оцениваются количественно, например, запах, вкус и т. д. Их называют свойствами.

Чтобы можно было установить различия в количественном содержании в каждом объекте, отображаемом физической величиной, вводится понятие размера физической величины.

Измерения классифицируются по различным признакам (критериям):

- ***по числу измерений:***

- однократные – измерения физической величины производятся один раз;

- многократные – выполняется ряд однократных измерений физической величины одного и того же размера;

- ***характеристике точности:***

- равноточные – ряд измерений какой-либо величины, выполненных одинаковыми по точности средствами измерений в одних и тех же условиях;

- неравноточные – ряд измерений какой-либо величины выполняется различающимися по точности средствами измерений и в разных условиях;

- ***характеру изменения во времени измеряемой величины:***

- статические – значение физической величины считается неизменным на протяжении времени измерения;

- динамические – измерение изменяющейся по размеру физической величины;

• *по способу представления результатов измерений:*

– абсолютные – измерения величины в ее единицах;

– относительные – измерения изменений величины по отношению к одноименной величине, принимаемой за исходную.

Относительные измерения при прочих равных условиях могут быть выполнены более точно, чем абсолютные, так как в суммарную погрешность не входит погрешность меры величины.

По способу получения числового значения измеряемой величины все измерения делят на четыре основных вида:

1) прямые – измерения, заключающиеся в экспериментальном сравнении измеряемой величины с мерой этой величины или в отсчете показаний средства измерений, непосредственно дающего значение измеряемой величины. Простейшими примерами прямых измерений являются измерения длины линейкой, температуры – термометром, объема жидкости – мерником, электрического напряжения – вольтметром и т. д. Прямые измерения – основа более сложных видов измерений;

2) косвенные – измерения, результат которых определяют на основании прямых измерений величин, связанных с измеряемой величиной известной зависимостью. Например, объем прямоугольного параллелепипеда можно определить по результатам прямых измерений длины в трех взаимно перпендикулярных направлениях; электрическое сопротивление – по результатам измерений падения напряжения и силы тока и т. п. Значения некоторых величин проще находить путем не прямых, а косвенных измерений. Иногда прямые измерения практически невозможно осуществить. Нельзя, например, измерить плотность твердого тела, определяемого обычно по результатам косвенных измерений объема и массы;

3) совокупные – измерения, в которых значения измеряемых величин находят по данным повторных измерений одной или нескольких одноименных величин при различных сочетаниях мер или этих величин. Результаты совокупных измерений находят путем решения системы уравнений, составляемых по результатам нескольких прямых измерений. Например, совокупными являются измерения, при которых массы отдельных гирь набора находят по известной массе одной из них и по результатам прямых сравнений масс различных сочетаний гирь;

4) совместные – производимые одновременно (прямые или косвенные) измерения двух или нескольких неоднородных величин. Целью совместных

измерений по существу является нахождение функциональной зависимости между величинами, например, зависимости длины тела от температуры, зависимости электрического сопротивления проводника от давления и т. п.

1.3. Виды и способы учета

Виды учета. В промышленности и энергетике, в различных нормативных документах учет ТЭР подразделяется, как правило, на два основных вида: *коммерческий и технический учет*.

По смыслу, который вкладывается в эти термины, технический учет с точки зрения хозяйственной деятельности предприятий соответствует оперативному и статистическому учету, а коммерческий учет – бухгалтерскому. Так, коммерческий учет электроэнергии – это система регистрации информации для проведения финансовых расчетов на оптовом или розничном рынке о ее производстве и реализации с использованием установленных государственными органами методики и форм документов.

Информацией для коммерческого учета могут служить результаты измерений или иные предусмотренные договорами величины, размерность которых определяется регламентированным натуральным измерителем (кВт · ч, Гкал и др.).

В соответствии с задачами учета энергоносителей основные нормативные документы РФ определяют два вида учета энергоносителей:

- *расчетный* (или коммерческий) – учет, данные которого используются для проведения финансовых расчетов между субъектами рынка энергоресурсов;
- *технологический* (или технический) – учет, данные которого используются для решения задач определения и прогнозирования технико-экономических показателей хозяйственной деятельности предприятий и организаций, а также решения вопросов рационального энергоиспользования.

Важным является понятие «система коммерческого учета» – совокупность способов регистрации информации об обороте товарной продукции и оплачиваемых услугах, технологических методов ее сбора, отношений между субъектами данных процессов и документов, регулирующих эти отношения.

Основной задачей технического учета является получение информации, необходимой для контроля расхода энергоресурсов и проведения работ по повышению эффективности энергоиспользования.

Способы учета. Технический учет может осуществляться приборным, расчетным и опытно-расчетным способами.

Приборный способ является основным и предусматривает измерение расхода энергоресурсов с помощью стационарных контрольно-измерительных приборов (электрических счетчиков активной и реактивной энергии, расходомеров пара, горячей воды, газообразного и жидкого топлива и тарированных емкостей для жидкого топлива и др.).

Необходимость установки приборов технологического учета и контроля расхода энергоресурсов и количество точек учета определяются в зависимости от объема энергопотребления и проведения комплекса взаимосвязанных работ, направленных на повышение эффективности энергоиспользования.

Существующие рекомендации предусматривают установку приборов учета для объектов (цехов, участков, агрегатов и т. д.), имеющих годовое энергопотребление выше указанного в табл. 1.

Таблица 1

Минимальное годовое энергопотребление,
при котором необходима установка приборов учета

Энергоресурс, энергоноситель	Минимальное годовое энергопотребление
Электрическая энергия	300000 кВт · ч
Тепловая энергия	2000 Гкал
Топливо:	
• природный газ	350000 м ³
• мазут	300 т у.т.
• уголь	800 т у.т.

Если годовое фактическое (для действующих предприятий) или проектное (для проектируемых предприятий и организаций) энергопотребление оказалось ниже табличных значений – прибор учета не устанавливается, а для определения расхода энергоресурса применяется расчетный или опытно-расчетный способ.

Расчетный способ учета предполагает определение расхода энергоресурсов в случае, если приборный способ технически невозможен или экономически нецелесообразен.

Опытно-расчетный способ основан на сочетании разовых замеров показателя с помощью переносных приборов с последующим использова-

нием расчетного способа. Опытнo-расчетный способ предусматривается в случаях, если установка прибора экономически нецелесообразна, а применение только расчетного способа не обеспечивает необходимой точности определения данного показателя. Например, при проведении режимно-наладочных работ на трубопроводе устанавливается переносной прибор, на разных нагрузках определяется расход энергоносителя на агрегат, данные в виде таблиц и графиков заносятся в отчет по наладочным работам. После окончания наладки расходомер демонтируется, а для определения расхода энергоресурса используются данные режимно-наладочных работ.

1.4. Методы измерений, их классификация

Методы измерения можно классифицировать по различным признакам (критериям):

- *по физическому принципу, положенному в основу измерения*: электрические, механические, магнитные, оптические и т. д.;
- *степени взаимодействия средства и объекта измерения*: контактный и бесконтактный. Например, измерение температуры тела термометром сопротивления (контактный) и пирометром (бесконтактный);
- *режиму взаимодействия средства и объекта измерения*: статические и динамические;
- *виду измерительных сигналов*: аналоговые и цифровые;
- *по организации сравнения измеряемой величины с мерой* – методы непосредственной оценки и сравнения.

Метод непосредственной оценки (отсчета) – метод измерений, при котором значение величины определяют непосредственно по показывающему средству измерений. Отличается простотой, но дает невысокую точность измерения.

Метод сравнения с мерой – метод измерений, в котором измеряемую величину сравнивают с воспроизводимой мерой. Этот метод сложен, но характеризуется высокой точностью. В свою очередь, его подразделяют на ряд методов:

- **дифференциальный (разностный)** – метод измерений, при котором измеряемая величина сравнивается с однородной величиной, незначительно отличающейся от измеряемой величины, и при котором измеряется разность между этими двумя величинами. Точность метода возрастает с уменьшением разности между сравниваемыми величинами;

- *нулевой* – метод сравнения с мерой, в котором результирующий эффект воздействия измеряемой величины и меры на прибор сравнения доводят до нуля. Например, измерение электрического сопротивления мостом с полным его уравниванием;

- *метод измерения замещением* – метод сравнения с мерой, в котором измеряемую величину замещают мерой с известным значением величины. Метод используют, например, при измерении индуктивности, емкости;

- *метод совпадений* – метод, при котором измеряют разность между искомой величиной и образцовой мерой, используя совпадения отметок или периодических сигналов. Применяют, например, для измерения перемещений, периода, частоты.

Глава 2. Нормативно-правовое обеспечение учета энергоносителей

2.1. Нормативно-правовые документы РФ по учету ТЭР

Нормативно-правовая база учета производства, распределения и потребления энергии и энергоносителей в Российской Федерации включает в себя законы РФ, государственные стандарты, правила и другие документы.

Правовые аспекты учета в РФ определены следующими документами:

- Гражданский кодекс РФ (ч. 2, § 6, ст. 514–544);
- Закон РФ «Об обеспечении единства измерений»;
- Закон РФ «Об энергосбережении»;
- Закон РФ «О техническом регулировании»;
- Правила учета электрической энергии;
- Правила учета тепловой энергии и теплоносителя;
- Правила учета газа;
- Правила устройства электроустановок;
- государственные стандарты на приборное обеспечение учета (индукционные и электронные электросчетчики, теплосчетчики, приборы измерения расхода давления и температуры и т. д.);
- нормативные документы по метрологии средств измерений (правила по метрологии);
- ведомственные акты Госстандарта, РАО ЕЭС, Газпрома и др.;
- государственные стандарты, стандарты организаций.

Общие требования к учету энергоносителей установлены в ст. 11 Закона РФ «Об энергосбережении» для всех организаций и предприятий: «Весь объем добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов с 2000 г. подлежит обязательному учету.

Учет потребляемых энергоресурсов осуществляется в соответствии с установленными государственными стандартами и нормами точности измерений» [9].

В Гражданском кодексе (ГК) РФ (ст. 539) установлено, что договор энергоснабжения с потребителем энергии заключается при обеспечении учета потребления энергии. Согласно ст. 541 ГК РФ количество *поданной* энергоснабжающей организацией и *использованной* абонентом энергии определяется по данным учета о ее фактическом потреблении.

Важными являются также положения Закона РФ «Об обеспечении единства измерений» о необходимости разработки и аттестации методик выполнения измерений для целей учета энергоносителей (ст. 9), что входит в сферу государственного метрологического надзора (ст. 17).

Закон РФ «О техническом регулировании», вступивший в силу с 1 июля 2003 г., предполагает, что практически все регулирование в области единства измерений определяется государственными и отраслевыми стандартами.

2.2. Виды энергоносителей, подлежащих учету

В общем случае на промышленном предприятии и в организации необходимо учитывать следующие виды добываемых, производимых, передаваемых и потребляемых ТЭР:

- электрическая энергия;
- тепловая энергия;
- горячая (сетевая) вода;
- газ природный;
- пар;
- сжатый воздух;
- жидкое котельно-печное топливо;
- моторное топливо и другие энергоносители.

Часто на предприятиях к учитываемым энергоносителям относят холодную воду (техническую, хозяйственную), оборотную воду и стоки. Стро-

го по определению эти потоки к энергоносителям не относятся, но на большинстве предприятий и организаций они находятся в ведении служб главного энергетика.

В некоторых случаях необходим учет производственных, фекальных стоков и промышленных выбросов. Прежде всего это необходимо для решения экологических задач.

Вопросы для самоконтроля

1. Каковы основные цели учета потребления энергетических ресурсов?
2. Перечислите основные виды измерений.
3. Дайте определение термина «показатель энергетической эффективности».
4. Назовите основные правовые документы РФ, регулирующие деятельность по учету ТЭР.
5. Перечислите виды энергоносителей, потребление которых подлежит учету.

Раздел 2.

УЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Глава 3. Учет электрической энергии

3.1. Правила учета электроэнергии. Общие положения

«Правила учета электрической энергии» (утверждены Минтопэнерго РФ 19 сентября 1996 г.) являются основным документом, действующим в области учета электрической энергии [13].

Структура Правил учета электрической энергии:

- Введение.
- Общие положения.
- Организация учета электроэнергии.
- Организация эксплуатации средств учета электроэнергии.
- Приложение.

В правилах учтены положения ГК РФ (ст. 541–544), федеральных законов «Об обеспечении единства измерений», «Об энергосбережении» и других действующих законов Российской Федерации, государственных стандартов, нормативно-технических документов и накопленный опыт в области учета электроэнергии [5, 8, 9].

Правила определяют общие требования к организации учета электрической энергии. Правила действуют на территории Российской Федерации и обязательны:

- при осуществлении производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии;
- выполнении проектных, монтажных, наладочных и ремонтных работ по организации учета электрической энергии;
- при обеспечении эксплуатации средств учета электрической энергии.

Правила содержат основные положения об учете электроэнергии при ее производстве, передаче, распределении и потреблении на действующих, вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановках, а также эксплуатации средств учета.

Основной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о производстве, передаче, распределении и потреблении

электрической энергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии для решения основных технико-экономических задач:

- финансовых расчетов за электроэнергию и мощность (поставка, транспортировка, потребление) между субъектами рынка (энергосбытовыми и сетевыми организациями, потребителями электроэнергии) с учетом ее качества;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей производства, передачи и распределения электроэнергии;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей потребления электроэнергии на предприятиях промышленности, транспорта, сельского хозяйства и др.;
- обеспечения энергосбережения и управления электропотреблением.

Основные положения:

1. Качество подаваемой энергоснабжающей организацией энергии должно соответствовать требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами или предусмотренным договором энергоснабжения.

2. Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях – средних значений мощности):

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные нужды электростанций и подстанций, а также на производственные нужды энергосистемы;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителям;
- переданной в сети других собственников или полученной от них;
- отпущенной потребителям из электрической сети;
- переданной на экспорт и полученной по импорту.

3. Учет активной электроэнергии должен обеспечивать возможность:

- определения поступления электроэнергии в электрические сети различных классов напряжения энергосистем;
- составления балансов электроэнергии для хозрасчетных подразделений энергосистем и потребителей;
- контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и балансов электроэнергии;
- расчетов потребителей за электроэнергию по действующим тарифам, в том числе многоставочным и дифференцированным;
- управления электропотреблением.

4. Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

5. Учет электроэнергии производится на основе измерений с помощью счетчиков электрической энергии и информационно-измерительных систем.

6. Для учета электроэнергии должны использоваться средства измерений, типы которых утверждены госстандартом России и внесены в Государственный реестр средств измерений.

7. Организация учета электроэнергии на действующих, сооружаемых и реконструируемых электроустановках должна соответствовать требованиям действующей научно-технической документации в части:

- мест установки и объемов средств учета электроэнергии на электростанциях, подстанциях и у потребителей;
- классов точности счетчиков и измерительных трансформаторов.

8. Учет активной и реактивной энергии и мощности, а также контроль качества электроэнергии для расчетов между энергоснабжающей организацией и потребителем производится, как правило, на границе балансовой принадлежности электросети.

9. Для повышения эффективности учета электроэнергии в электроустановках рекомендуется применять автоматизированные системы учета и контроля электроэнергии (АИИС), создаваемые на базе электросчетчиков и информационно-измерительных систем.

10. Средства учета электрической энергии и контроля ее качества должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений.

11. Ведомства могут на основании действующих правовых и нормативно-технических документов разрабатывать и утверждать ведомственные нормативно-технические документы в области учета электроэнергии, не противоречащие настоящим правилам.

12. Периодическая поверка средств измерений, используемых для учета электрической энергии и контроля ее качества, должна производиться в сроки, установленные госстандартом России.

13. Перестановка, замена, а также изменение схем включения средств учета производится с согласия энергоснабжающей организации.

Основные термины и определения:

Электроустановки – совокупность машин, аппаратов, линий электропередачи и вспомогательного оборудования (сооружений и помещений), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электроэнергии и преобразования ее в другой вид.

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций – потребление электроэнергии приемниками, обеспечивающими необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии.

Расход электроэнергии на хозяйственные нужды электростанций и электрических сетей – потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимися на балансе электрических станций и предприятий электрических сетей, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства энергии.

3.2. Общие требования к измерительным комплексам учета электрической энергии

Основные требования к построению измерительных комплексов учета электроэнергии определены в разделе 1.5 «Правил устройства электроустановок» и рядом других нормативных документов [10]. Среди них необходимо выделить следующие:

1. Обязательным условием является то, чтобы все средства измерений выбирались из числа включенных в Государственный реестр средств измерений РФ и имели действующее свидетельство о поверке. Прежде всего это относится к приборам коммерческого учета.

2. Счетчики для расчета энергоснабжающей организации с потребителем рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) энергоснабжающей организации и потребителя.

3. Расчетные счетчики активной энергии на подстанции энергосистемы должны устанавливаться на каждой отходящей линии электропередачи потребителя.

4. Расчетные счетчики допускается устанавливать не на питающем, а на приемном конце линии у потребителя в случаях, когда трансформато-

ры тока на электростанциях и подстанциях не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии.

5. Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции, принадлежащей потребителю, должны устанавливаться:

- на вводе (приемном конце) линии электропередачи в подстанцию потребителя при отсутствии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или другого потребителя на питающем напряжении;
- на стороне высшего напряжения трансформаторов подстанции потребителя при наличии линии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или другого потребителя на питающем напряжении.

Допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов, когда трансформаторы тока не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии, когда у встроенных трансформаторов тока отсутствует обмотка класса точности 0,5.

В случае, когда установка дополнительных комплектов трансформаторов тока со стороны низшего напряжения силовых трансформаторов для включения расчетных счетчиков невозможна (КРУ, КРУН)¹, допускается учет на отходящих линиях 6–10 кВ.

Для предприятий, рассчитывающихся с электроснабжающей организацией по максимуму заявленной мощности, предусматривается установка счетчика с указателем максимума нагрузки при наличии одного пункта учета и автоматизированной системы учета:

- на стороне среднего и низшего напряжения силовых трансформаторов, если на стороне высшего напряжения применение измерительных трансформаторов не требуется;
- на границе раздела основного потребителя и постороннего потребителя (субабонента), если от линии или трансформаторов потребителя питается еще посторонний потребитель, находящийся на самостоятельном балансе. Для потребителей каждой тарификационной группы следует устанавливать отдельные расчетные счетчики.

6. Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь пломбы с клеймом государственного поверителя и пломбу энергоснабжающей организации.

¹ КРУ – Комплектное распределительное устройство для внутренней установки, КРУН – комплектное распределительное устройство для наружной установки.

7. Расчетный учет активной и реактивной энергии трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков.

8. Классы точности приборов учета электроэнергии должны соответствовать данным, приведенным в табл. 2 и 3.

Таблица 2

Расчетный (коммерческий) учет

Объекты учета	Класс точности				δ, %
	СА	СР	ТТ	ТН	
Генераторы мощностью более 50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, трансформаторы мощностью 63 МВА и выше	0,5	1,0	0,5	0,5	0,25
Генераторы мощностью более 12–50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 110–150 кВ, трансформаторы мощностью 10–40 МВА	1,0	1,5	0,5	0,5	0,25
Прочие объекты учета	2,0	2,0	0,5	0,5(1,0)	0,25

Примечание. СА – счетчик активной энергии; СР – счетчик реактивной энергии; ТТ – трансформатор тока; ТН – трансформатор напряжения; δ – относительная погрешность.

Таблица 3

Технический учет

Объекты учета	Класс точности				δ, %
	СА	СР	ТТ	ТН	
Генераторы мощностью более 50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, трансформаторы мощностью 63 МВА и выше	1,0	2,0	1,0	1,0 и ниже	1,5
Генераторы мощностью более 12–50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 110–150 кВ, трансформаторы мощностью 10–40 МВА	2,0	3,0	1,0	1,0 и ниже	1,5
Прочие объекты учета	2,0	3,0	1,0	1,0 и ниже	1,5

9. Счетчики должны размещаться в легкодоступных для обслуживания сухих помещениях в свободном и не стесненном для работы месте с температурой в зимнее время не ниже 0 °С. Счетчики общепромышленного исполнения не разрешается устанавливать в помещениях, где по производственным условиям температура может часто превышать плюс 40 °С, а также в помещениях с агрессивными средами.

Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств электростанций и подстанций, а также в шкафах наружной установки. При этом должно быть предусмотрено их стационарное утепление на зимнее время посредством утепляющих шкафов, колпаков с подогревом воздуха внутри них электрической лампой или нагревательным элементом для обеспечения внутри колпака положительной температуры, но не выше плюс 20 °С.

3.3. Средства учета электрической энергии

Средство учета электрической энергии (или измерительный комплекс учета) – совокупность устройств, обеспечивающих измерение и учет электроэнергии и соединенных между собой по установленной схеме. Эта совокупность включает в себя измерительные преобразователи тока и напряжения, электросчетчики (активной и реактивной электрической энергии), а также телеметрические датчики, информационно-измерительные системы и их линии связи.

Типы средств измерений и схемы их соединения определяются числом фаз и уровнями тока и напряжения контролируемой электросети в точке измерения.

В общем случае комплект приборов, с помощью которого производится измерение количества электрической энергии, состоит из следующих узлов:

- измерительного преобразователя тока;
- измерительного преобразователя напряжения;
- электросчетчика.

В отдельных случаях измерительные преобразователи из этой схемы могут исключаться.

Использование измерительных преобразователей обусловлено необходимостью приведения высоких уровней тока и напряжения в точке измерения к уровням, соответствующим номинальным величинам тока и напряжения электросчетчика.

3.4. Электросчетчики

До 70-х гг. XX в. все выпускаемые электросчетчики были индукционными (или электромеханическими). Принцип работы индукционного счетчика предложен в 1887 г. Галилео Феррарисом, а первый счетчик Шукерта-Рааба появился в 1895 г. С этого момента начинается отсчет жизненного цикла традиционного электромеханического электросчетчика.

В основе его конструкции и принципа действия лежит взаимодействие проводящего металлического диска с двумя магнитными потоками, создаваемыми обмотками катушек тока и напряжения. При этом действующий на диск механический момент вращения, возникающий при таком взаимодействии, а следовательно, и скорость вращения диска в каждый момент времени пропорциональны произведению величин тока и напряжения, поданных на обмотки катушек, т. е. мгновенной электрической мощности. Следовательно, и количество оборотов, совершенных диском за определенный временной интервал, будет пропорционально электрической мощности, интегрированной на этом временном интервале, т. е. электрической энергии.

Основной проблемой электромеханических счетчиков является трение в движущихся частях. С целью уменьшения трения фирмой «Дженерал Электрик» (США) в 1950 г. были применены двухкамневые, а затем и магнитные опоры оси диска. Использование достижений в области создания электротехнических и конструкционных материалов позволило электромеханическому электросчетчику дожить до настоящего времени и не потерять своей значимости. Разработанный и сконструированный в 1999 г. в компании «АББ Миттеринг Система» (Великобритания) индукционный электросчетчик «Интегра» (J11) стал первым в мире электроизмерительным прибором, для которого установлен межповерочный интервал в 20 лет.

Тем не менее индукционные электросчетчики имеют ряд существенных недостатков:

- относительно невысокий класс точности, как правило, не превышающий 2,0 для электросчетчиков, выпускаемых в России;
- строгие требования по пространственному расположению и рабочим температурам;
- влияние на их работу электромагнитных полей;
- индивидуальная настройка каждого счетчика при выпуске из производства.

Бурное развитие микроэлектроники привело в 80-х гг. XX в. к появлению принципиально нового класса электросчетчиков – электронных или статических, которые имеют более высокую точность и значительно проще в производстве.

Сложную функцию аналого-цифрового преобразования (превращение значений измеряемых величин тока и напряжения в цифры) выполняют в них микросхемы, которые обеспечивают высокую точность преобразования (до нескольких сотых долей процента) в широком диапазоне входных сигналов. Эти элементы серийно производятся и свободно продаются, а роль производителя счетчиков сводится к тому, чтобы выполнить монтаж электронных компонентов на печатную плату и обеспечить необходимые регулировки.

В связи с появлением и использованием микропроцессоров и больших интегральных схем электронной памяти электронные электросчетчики стали постепенно превращаться в счетчики «интеллектуальные», обеспечивающие выполнение, кроме функции интегрального измерения электрической энергии, ряда дополнительных функций по обработке и хранению измерительной информации, а также по передаче этой информации во внешний мир без вмешательства человека.

Постоянное снижение стоимости электронных компонентов ведет к снижению стоимости электронных счетчиков, цена которых на сегодняшний день сопоставима (а для некоторых моделей даже ниже) с ценой счетчиков индукционных. С учетом многофункциональности современных электронных счетчиков такой основной параметр, как соотношение «цена – качество» у них существенно выше, чем у индукционных счетчиков.

В совокупности приборов, составляющих измерительный комплекс учета электроэнергии переменного тока, электросчетчик является наиболее сложным элементом и характеризуется следующими параметрами:

- видом измеряемой электроэнергии и направлением учета (активная или реактивная, учет в прямом или обратном направлении);
- принципом измерений (индукционный, гибридный или электронный);
- номинальными величинами входных токов и напряжений;
- количеством фаз в точке учета;
- классом точности;
- интерфейсом дистанционного съема информации;
- рабочими условиями эксплуатации (температурой и влажностью) и межповерочным интервалом (4–16 лет);

- схемой включения (трех- или четырехпроводная, трансформаторная или прямая);

- порогом чувствительности (минимальное значение тока в процентах от номинального, при котором счетчик начинает работать (0,5 % для индукционных и 0,05 % для высокоточных электронных));

- максимальными токами (120–600 % для индукционных, 200–1000 % для электронных);

- полной потребляемой мощностью (3–6 и 0,6 ВА для индукционных и 1–3 и 0,05–1 ВА для электронных);

- дополнительными функциональными особенностями (наличие внутренних часов, многотарифность и т. д.);

- программируемостью, т. е. возможностью пользователя задавать выполнение различных функций.

Общая классификация электросчетчиков переменного тока различных изготовителей представлена на рис. 1.

Дополнительно приведем более детальную классификацию трехфазных счетчиков переменного тока (рис. 2).

На все выпускаемые в России счетчики распространяются требования следующих нормативных документов:

- ГОСТ 6570–75 «Счетчики электрической активной и реактивной электроэнергии индукционные. Общие технические условия»;

- ГОСТ 26035–83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»;

- ГОСТ 30206–94 «Статические счетчики ватт-часов переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

Электросчетчик нового поколения (интеллектуальный счетчик) позволяет пользователю программировать его функции, хранит накопленную измерительную информацию и самостоятельно общается с внешним миром, если используется в качестве первичного прибора в автоматизированной системе учета электроэнергии.

Дополнительные функции интеллектуальных счетчиков:

- учет электроэнергии в двух направлениях;

- раздельный четырехтарифный учет и индикация измеренной электроэнергии за текущие и двое прошедших суток, за текущий и два предыдущих месяца, в часы льготных, полупиковых и пиковых тарифов;

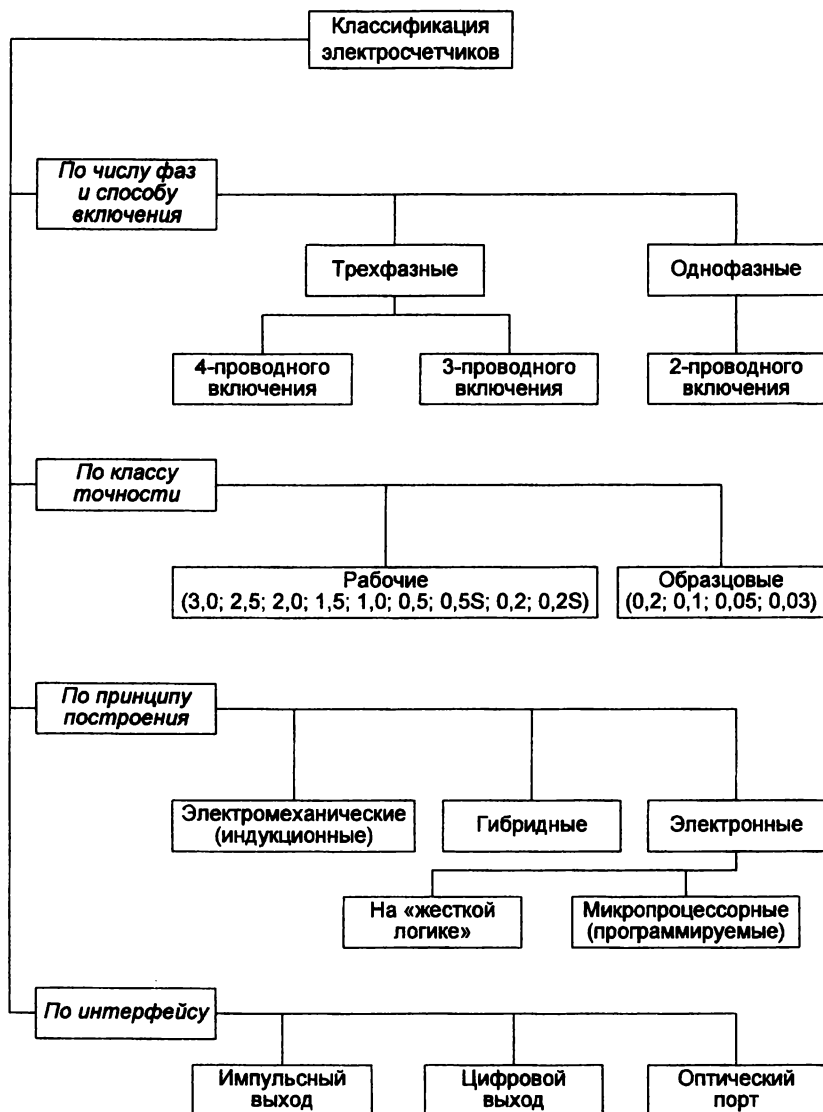


Рис. 1. Общая классификация электросчетчиков переменного тока

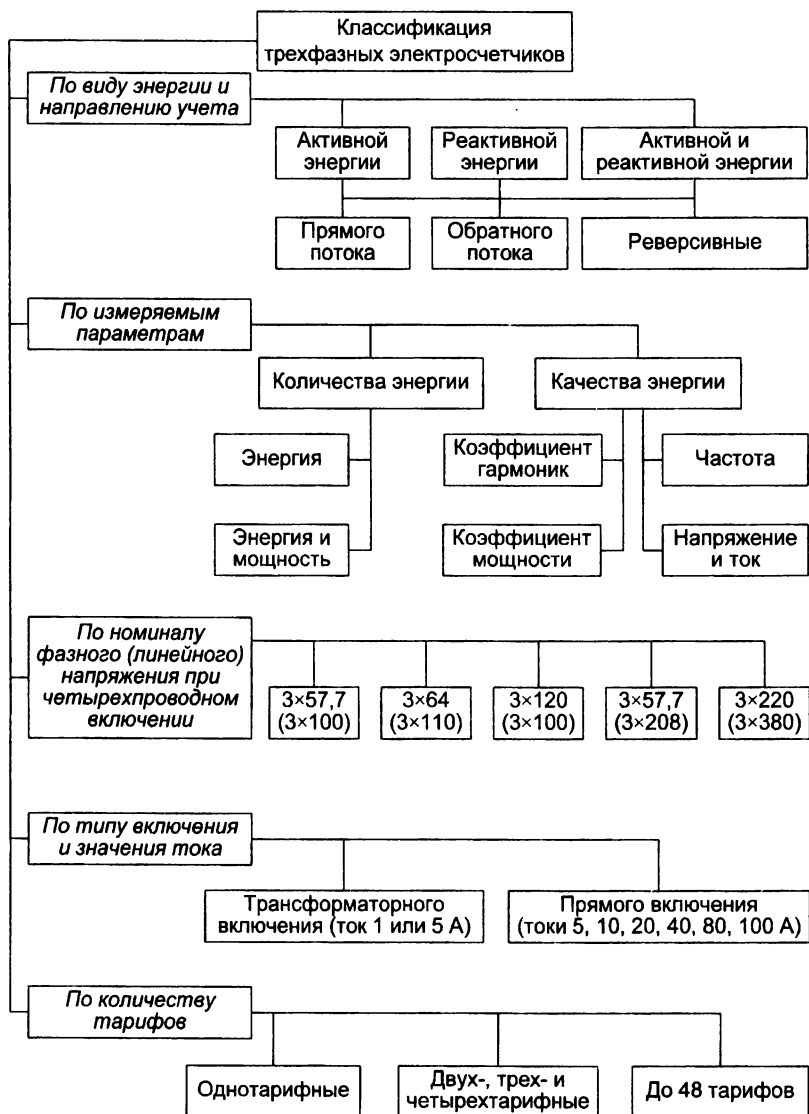


Рис. 2. Классификация трехфазных электросчетчиков переменного тока

- регистрация суточного графика получасовых мощностей за текущие и двое предыдущих суток;
- регистрация максимумов мощностей в каждой заданной суточной зоне за текущий и два прошедших месяца со временем и датой;
- задание программ до двенадцати сезонов;
- задание коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Например, отечественный электросчетчик ЦЭ 6850 измеряет активную и реактивную энергию в двух направлениях.

Есть счетчики с электромеханическими отсчетными устройствами, одно- и двухтарифные, прямого и трансформаторного включения. Ставропольские счетчики отечественной разработки имеют межповерочный интервал от 6 до 8 лет.

Фирма «Эльстер–Метроника» – совместное предприятие электротехнического концерна АББ и Московского электротехнического института для производства электросчетчиков «Альфа» разработки АББ – начинала работать по «отверточной технологии». За последние годы номенклатура выпускаемых изделий возросла во много раз. Теперь фирма выпускает не только электросчетчики, но и промышленные контроллеры, программное обеспечение для создания высокоуровневых АИИС и т. д.

Один из выпускаемых электросчетчиков – EA02RALX-P4-BN-4:

EA – электросчетчик серии «ЕвроАльфа»;

02 – класс точности 0,2S;

RA – измерение до четырех величин (активной и реактивной электроэнергии в прямом и обратном направлениях);

L – многотарифность и хранение графика нагрузки;

X – расширенная память для хранения графика нагрузки. Объем памяти увеличивается до 128 кВ. При этом глубина хранения при усреднении мощности на 30-минутном интервале для четырехканального счетчика составляет 366 дней;

P4 (P1, P2, P3) – дополнительная плата с двумя группами по четыре полупроводниковых реле (импульсные выходы);

B – интерфейс RS-485 (возможны варианты: C – ИРПС «токовая петля», S – RS-232 модемный, S1 – RS-232 активный);

N – управление нагрузкой (F – переключение тарифов других счетчиков);

4 (3) – включение по четырехпроводной схеме (трехэлементный счетчик).

По существу, это четыре счетчика в одном приборе. Это один из наиболее качественных счетчиков, выпускаемых в России. Бывают счетчики трансформаторного и прямого включения. Класс точности 0,2; 0,5; 1,0. Рабочий диапазон температур от -40 до $+60$ °С. Межповерочный интервал – 8 лет.

Помимо отечественных счетчиков в Госреестр средств измерений РФ включено много импортных приборов, разрешенных для коммерческого учета электроэнергии. Однако следует помнить, что стоимость зарубежных приборов при тех же показателях превышает стоимость отечественных.

Качественный учет электрической энергии определяется не только электросчетчиком, но и электросчетчиком совместно с измерительными трансформаторами и цепями. Можно поставить дорогой и высокоточный электросчетчик и не получить требуемой точности измерений из-за низкой точности измерительных трансформаторов.

3.5. Измерительные трансформаторы тока и напряжения

Обычно в качестве измерительных преобразователей используются измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), характеризующиеся определенным понижающим коэффициентом трансформации (соответственно по току и напряжению). На рис. 3 приведена в качестве примера принципиальная схема подключения трехфазного электросчетчика к сети с глухозаземленной нейтралью с использованием измерительных трансформаторов тока и напряжения.

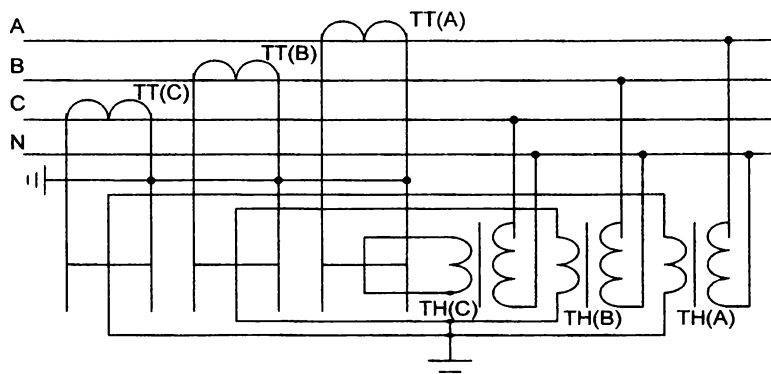


Рис. 3. Схема подключения электросчетчика к сети с глухозаземленной нейтралью через трансформаторы тока и напряжения

Коэффициент трансформации обычно обозначают (указывают) в виде дроби, числитель и знаменатель которой соответствуют номинальным величинам первичных и вторичных токов или напряжений (в амперах или вольтах). В промышленных электроустановках применяются, как правило, трансформаторы напряжения с номинальным вторичным напряжением 100 В (линейным) и трансформаторы тока с номинальным вторичным током 5 А.

Основными нормативными документами РФ, по которым изготавливаются трансформаторы тока и трансформаторы напряжения общепромышленного применения и которые определяют их характеристики, являются:

- ГОСТ 7746–89 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 1983–89 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Значения основных номинальных величин для трансформаторов тока и напряжения в соответствии с указанными стандартами приведены в табл. 4 и 5.

Таблица 4

Номинальные величины трансформаторов тока

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Номинальные первичные токи, $I_{1ном}$, А	1, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000, 10000, 12000, 14000, 16000, 18000, 20000, 25000, 28000, 30000, 32000, 35000, 40000
Номинальный вторичный ток, $I_{2ном}$, А	1; 2; (2,5); 5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 1$, ВА	1; 2; 2,5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$ (индуктивный), ВА	3; 5; 10; 15; (20); 30; (40); (50); 60; (75); (100)
Номинальный класс точности трансформатора (вторичной обмотки): для измерений для защиты	0,1; 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1; 3; 5; 10 (для встроенных трансформаторов) 5P; 10P

Таблица 5

Номинальные величины трансформаторов напряжения

Наименование параметра	Значение параметра		
	однофазных незаземля- емых, включае- мых между фазами	однофазных заземляемых, включае- мых между фазой и землей	трехфаз- ных
Номинальное напря- жение первичных обмоток, кВ	3; 3,15 [*] ; 6; 6,3 [*] ; 6,6 [*] ; 10; 10,5 [*] ; 11 [*] ; 13,8 [*] ; 15; 15,75 [*] ; 18 [*] ; 20 [*] ; 35	$6/\sqrt{3}$; $6,3/\sqrt{3}$ [*] ; $6,6/\sqrt{3}$ [*] ; $10/\sqrt{3}$; $10,5/\sqrt{3}$ [*] ; $11/\sqrt{3}$ [*] ; $13,8/\sqrt{3}$ [*] ; $15/\sqrt{3}$; $15,75/\sqrt{3}$; $18/\sqrt{3}$ [*] ; $20/\sqrt{3}$ [*] ; $24/\sqrt{3}$ [*] ; $27/\sqrt{3}$ [*] ; $35/\sqrt{3}$ [*] ; $110/\sqrt{3}$; $150/\sqrt{3}$; $220/\sqrt{3}$; $330/\sqrt{3}$; $500/\sqrt{3}$; $750/\sqrt{3}$	3; 6; 6,3 [*] ; 6,6 [*] ; 10; 10,5 [*] ; 11 [*]
Номинальное напря- жение вторичных обмоток, В	100	$100^* \sqrt{3}$	100
Номинальные мощ- ности для любого класса точности, ВА	10; 15; 25; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 800; 1000; 2000		
Класс точности: для измерений для защиты	0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0 3Р; 6Р		

3.6. Многотарифный учет

В последние годы в связи с многократным увеличением стоимости ТЭР их доля в себестоимости продукции существенно возросла и доходит на многих промышленных предприятиях до 20–30%, а в таких энергоемких производствах, как, например, электролиз алюминия – до 60%. Следовательно, для каждого предприятия должен быть установлен экономически целесообразный предел потребления ТЭР на производственные нужды в рамках существующих на предприятии технологий. В связи с этим изменились экономические и технические требования к организации энергоучета, которые связаны с развитием экономических отношений между поставщиками и потребителями, а также прогрессом в области приборного учета и его автоматизации.

Под давлением рынка потребители (промышленные предприятия) начинают осознавать, что в их интересах рассчитываться с поставщиком энергоресурсов не по каким-то условным нормам, договорным величинам или показаниям устаревших и неточных приборов, а на основе современного, высокоточного автоматизированного учета, сводящего к минимуму участие человека на этапах измерения, сбора и обработки данных и обеспечивающего необходимую достоверность, точность и адаптируемость без дополнительных материальных затрат к различным тарифным системам.

Следует отметить, что развитие тарифных систем, гармонизирующих противоречивые интересы поставщиков и потребителей энергоресурсов, является постоянной мировой практикой.

В России эта практика осуществляется с 1996 г. путем введения зонных тарифов на электроэнергию как альтернативы для промышленных предприятий, использовавших двухставочный тариф. Согласно этим тарифам плата устанавливается только за потребленную электроэнергию, но в зависимости от времени суток (например, для ночных часов тариф может иметь коэффициент 0,5 относительно базовой ставки, для дневных или часов полупик – 1,0, а для часов пик (времени максимальной нагрузки энергосистемы) – 2,0 или другие значения, конкретные для каждой энергосистемы). В Свердловской области возможность использовать зонные тарифы с показателями примерно соответствующими указанным выше была дана большинству промышленных предприятий в соответствии с постановлением Региональной энергетической комиссии 2003 г.

По сравнению с одноставочным и двухставочным тарифами зонный точнее аппроксимирует реальный график электропотребления тремя и более параметрами и поэтому позволяет через экономические рычаги влиять на график нагрузки и снижать суммарные энергозатраты как потребителей, так и энергосистемы.

3.7. Качество электроэнергии

В 1997 г. была разработана, а в 2000 г. принята новая редакция нормативного документа, определяющего качество электроэнергии, ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Согласно стандарту показателями качества электроэнергии являются:

- установившееся отклонение напряжения;

- размах изменения напряжения;
- доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей кривой напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение;
- коэффициент временного перенапряжения.

Для каждого из указанных показателей установлены два вида норм: нормально допустимые и предельно допустимые.

Постановлением Правительства РФ № 1103 от 18.08.1997 г. электроэнергия введена в область обязательной сертификации на соответствие требованиям указанного государственного стандарта. Согласно совместному решению Минтопэнерго РФ и Госстандарта РФ подготовительный период к сертификации энергосистем должен был быть закончен к 2000 г., но до настоящего времени постановление выполняется не в полном объеме.

В настоящее время начинается новый виток активизации работ по сертификации качества электроэнергии, который обусловлен крайне низким качеством электроэнергии в электросетях 0,4 кВ на периферии. При этом перед энергоснабжающими организациями и перед потребителями встает задача контроля качества. Решаться она может двумя путями:

- 1) периодическим проведением сертификационных испытаний показателей качества электроэнергии с привлечением специализированных и аккредитованных испытательных лабораторий, что весьма дорого;
- 2) внедрением постоянного контроля качества электроэнергии в заданных точках с помощью специальных приборов, работающих в составе автоматизированных систем учета и контроля потребления электроэнергии.

Для рационального энергоиспользования необходимо решить вопросы контроля и управления качеством электроэнергии. Например, падение напряжения в распределительных сетях на 12 % приводит к невозвратным дополнительным тепловым потерям 8 %, а несинусоидальность в 4–5 % – к увеличению потерь в электросетях на 15 %.

Глава 4. Учет тепловой энергии и теплоносителя

4.1. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Общие положения

Действующие «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя» утверждены Минтопэнерго РФ 12 сентября 1995 г. и определяют требования [12]:

- к организации учета отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя (сетевой воды, водяного пара);
- контролю параметров теплоносителей;
- к узлам учета тепловой энергии и теплоносителя.

Правила обязательны для исполнения на территории РФ надзорными органами, физическими и юридическими лицами, независимо от форм собственности.

Правила включают следующие разделы:

- Термины и определения.
- Общие положения.
- Учет тепловой энергии и теплоносителя на источнике.
- Учет тепловой энергии и теплоносителя у потребителя в водяных системах теплоснабжения.
- Учет тепловой энергии и теплоносителя у потребителя в паровых системах теплоснабжения.
- Основные требования к приборам учета тепловой энергии.
- Допуск и эксплуатация узла учета тепловой энергии на источнике.
- Допуск и эксплуатация узла учета тепловой энергии у потребителя.
- Приложения.

Основной целью учета и регистрации отпуска и потребления тепловой энергии является осуществление:

- взаимных финансовых расчетов между энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии;
- контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения; за рациональным использованием тепловой энергии и теплоносителя;
- документирования параметров теплоносителя: массы (объема), температуры и давления.

Общие положения:

1. Расчеты потребителей с энергоснабжающими организациями за полученное тепло должны производиться по показаниям приборов учета, установленных у потребителя и допущенных в эксплуатацию в соответствии с требованиями данных правил.

2. Взаимные обязательства сторон по расчетам за теплоэнергию и теплоноситель определяются договором на отпуск и потребление теплоэнергии.

3. Правила определяют уровень оснащенности узлов учета на источнике и минимально необходимую оснащенность узлов учета у потребителей тепла средствами измерений.

4. Организация учета тепловой энергии и теплоносителя, *отпущенных* в водяные системы теплоснабжения.

Узлы учета тепловой энергии воды на источниках теплоты, теплоэлектроцентралях, районных тепловых станциях, котельных и т. п. оборудуются на каждом из выводов.

Узлы учета тепловой энергии оборудуются у границы раздела балансовой принадлежности трубопроводов в местах, максимально приближенных к головным задвижкам источника.

На каждом узле учета тепловой энергии источника теплоты с помощью приборов должны определяться следующие величины:

- время работы приборов узла учета;
- отпущенная тепловая энергия;
- масса (или объем) теплоносителя, отпущенного и полученного источником теплоты соответственно по подающему и обратному трубопроводам;
- масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку системы теплоснабжения;
- тепловая энергия, отпущенная за каждый час;
- масса (или объем) теплоносителя, отпущенного источником теплоты по подающему трубопроводу и полученного по обратному трубопроводу за каждый час;
- масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку систем теплоснабжения за каждый час;
- среднечасовые и среднесуточные значения температур теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;
- среднечасовые значения давлений теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки.

5. Организация учета тепловой энергии и теплоносителя, *полученных* водяными системами теплоснабжения.

В открытых и закрытых системах теплоснабжения на узле учета тепловой энергии и теплоносителя с помощью прибора (приборов) должны определяться следующие величины:

- время работы приборов узла учета;
- полученная тепловая энергия;
- масса (или объем) полученного теплоносителя по подающему трубопроводу и возвращенного по обратному трубопроводу;
- масса (или объем) полученного теплоносителя по подающему трубопроводу и возвращенного по обратному трубопроводу за каждый час;
- среднечасовое и среднесуточное значение температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах узла учета.

В системах теплоснабжения, подключенных по независимой схеме, дополнительно должна определяться масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку.

В открытых системах теплоснабжения дополнительно должны определяться:

- масса (или объем) теплоносителя, израсходованного на водоразбор в системах горячего водоснабжения;
- среднечасовое значение давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах узла учета.

Среднечасовые и среднесуточные значения параметров теплоносителя определяются на основании показаний приборов, регистрирующих параметры теплоносителя.

Узел учета тепловой энергии, массы (или объема) и параметров теплоносителя оборудуется на принадлежащем потребителю тепловом пункте в месте, максимально приближенном к его головным задвижкам.

Основные требования к приборам учета тепловой энергии:

1. Узел учета тепловой энергии оборудуется средствами измерения (теплосчетчиками, водосчетчиками, тепловычислителями, счетчиками пара, приборами, регистрирующими параметры теплоносителя, и др.), зарегистрированными в Государственном реестре средств измерений РФ.

2. Каждый прибор учета должен проходить поверку с периодичностью, предусмотренной для него госстандартом.

3. Выбор приборов учета для использования на узле учета источника теплоты осуществляет энергоснабжающая организация по согласованию с Госэнергонадзором.

4. Выбор приборов учета для использования на узле учета потребителя осуществляет потребитель по согласованию с энергоснабжающей организацией.

5. Приборы учета должны быть защищены от несанкционированного вмешательства в их работу, нарушающего достоверный учет тепловой энергии, массы (или объема) и регистрацию параметров теплоносителя.

Допуск и эксплуатация узла учета тепловой энергии у потребителя.
Допуск в эксплуатацию узлов учета потребителя осуществляется представителем энергоснабжающей организации в присутствии представителя потребителя, о чем составляется акт в двух экземплярах.

Для допуска узлов учета тепловой энергии в эксплуатацию представитель потребителя должен предъявить:

- принципиальную схему теплового пункта;
- проект на узел учета, согласованные с энергоснабжающей организацией;
- паспорта на приборы узла учета;
- документы о поверке приборов узла учета с действующим клеймом госповерителя;
- технологические схемы узла учета, согласованные с органом стандарта (это требование относится только к приборам, измеряющим массу или объем теплоносителя методом переменного перепада давления);
- акт о соответствии монтажа требованиям «Правил измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами» РД 50–213–80 (это требование относится только к приборам, измеряющим расход теплоносителя методом переменного перепада давления);
- смонтированный и проверенный на работоспособность узел учета тепловой энергии и теплоносителя, включая приборы, регистрирующие параметры теплоносителя.

В случае выявления несоответствия требованиям «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» узел учета в эксплуатацию не допускается и в акте приводится полный перечень выявленных недостатков с указанием пунктов правил, положения которых нарушены.

При допуске в эксплуатацию узла учета потребителя после получения акта представитель энергоснабжающей организации пломбирует приборы узла учета тепловой энергии и теплоносителя.

Учет тепловой энергии и теплоносителя на основе показаний приборов узла учета потребителя осуществляется с момента подписания акта о его приемке в эксплуатацию.

Перед каждым отопительным сезоном осуществляется проверка готовности узлов учета тепловой энергии к эксплуатации, о чем составляется соответствующий акт.

4.2. Классификация теплосчетчиков

Учет количества тепловой энергии осуществляется путем измерения ряда параметров теплоносителя (расхода, давления и температуры) с последующим вычислением на основании результатов этих измерений количества потребляемой или отпускаемой тепловой энергии.

Прибор (или комплект приборов), выполняющий указанные функции, называется **теплосчетчиком** (в правилах такой комплект приборов называется узлом учета тепловой энергии).

Как правило, это комплект приборов, в состав которого входят первичные измерительные преобразователи и центральное устройство (тепловычислитель), в функции которого входит производство расчетов количества тепловой энергии на основе входной информации о массе (или объеме) теплоносителя, его температуре и давлении. Такую информацию в виде тех или иных физических величин, эквивалентных значениям измеряемых физических параметров, представляют ему первичные измерительные преобразователи.

Теплосчетчики классифицируются следующим образом:

- **единые теплосчетчики** – счетчики, выполненные в одном конструктивном исполнении и имеющие единую документацию. Такой теплосчетчик государственную метрологическую поверку проходит как единое целое;
- **составные теплосчетчики** – счетчики, у которых отдельные части конструктивно независимы, но выпускаются одним и тем же производителем и объединены единой документацией;
- **комбинированные теплосчетчики** – счетчики, которые состоят из приборов, выпускаемых разными производителями. Каждый прибор

такого теплосчетчика поверяется в соответствии со своей методикой и своим межповерочным интервалом.

Во многих случаях правила требуют не только вычисления количества тепловой энергии и вывод вычисленного значения на индикатор (например, на электромеханический счетчик) в интегральном виде, но и регистрации количества тепловой энергии, а также параметров теплоносителя за определенные интервалы времени (час, сутки, месяц), т. е. необходимость заполнения, хранения и представления пользователю определенного количества архивов. Правилами не запрещается проводить эту регистрацию на бумажных носителях с использованием самопишущих приборов. Однако в связи с тем, что основой современных тепловычислителей служит микропроцессорная техника, архивы формируются и хранятся во внутренней памяти тепловычислителей в электронном виде.

Часто тепловычислитель обладает также функциями передачи измеренной и накопленной информации в формализованном виде по каналам связи.

Такой тепловычислитель обычно называют **контроллером** сбора, обработки и передачи информации.

4.3. Методы и средства измерения температуры

Температура – это физическая величина (параметр состояния), которая количественно и качественно характеризует меру средней суммарной кинетической энергии частиц (молекул) выделенного для измерения объема физического тела.

Существует два способа измерения температуры: бесконтактный и контактный.

Бесконтактная термометрия или пирометрия основана на принципе теплового излучения.

Контактная термометрия использует теплообмен между поверхностью рабочего тела термометра и соприкасающимся с ним теплоносителем (газ, пар, жидкость). Необходимо отметить, что контактный термометр всегда регистрирует свою собственную температуру, поэтому и для определения температуры теплоносителя требуется, во-первых, обеспечить процесс правильного теплообмена между средой и термометром и, во-вторых, достичь устойчивого состояния теплового равновесия между ними, при котором теплообмен прекращается. В этом случае температуры двух

тел (среды и термометра) будут равны. Показателем теплового равновесия является фиксированное значение температуры термометра в течение определенного времени.

Градуировка реальных рабочих термометров производится на основе тех или иных температурных шкал, при построении которых использованы реперные (опорные) точки, являющиеся, как правило, температурами переходов между агрегатными состояниями чистого вещества.

Основой построения шкалы Цельсия являются две реперные точки: фазовый переход воды из твердого состояния в жидкое и из жидкого в парообразное, значения температуры которых были условно приняты за 0° и 100°C соответственно (при нормальном атмосферном давлении 760 мм рт. ст. (101325 Па)), а также равномерная шкала между ними.

Все контактные средства измерений можно разделить на две основные группы: термометры и преобразователи температуры.

Преобразователи температуры, в отличие от большинства термометров, имеют выходной измерительный сигнал для дистанционной передачи.

По способу обработки и отображения этого сигнала преобразователи подразделяются на первичные (без обработки и отображения) и вторичные (получают сигнал от первичных преобразователей, обрабатывают его и отображают значение температуры). Классификация преобразователей температуры приведена на рис. 4.

В качестве первичных преобразователей температуры при построении теплосчетчиков обычно используют преобразователи сопротивления с металлическим проводником в качестве чувствительного элемента (термопара). Принцип действия такого преобразователя основан на функциональной зависимости электросопротивления проводника от температуры: $R_t = f(T)$.

У большинства металлов удельное электросопротивление возрастает с ростом температуры. Относительное изменение электросопротивления проводника $\alpha = R_{t+i} / R_t$ называется **температурным коэффициентом термосопротивления**. Его значения индивидуальны для каждого вещества, в общем случае зависят от измеряемого интервала температур и для большинства чистых металлов находятся в интервале $(0,3-0,6) \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. Температурный коэффициент сопротивления металлов имеет положительное значение ($\alpha > 1$) в отличие от ряда полупроводников.

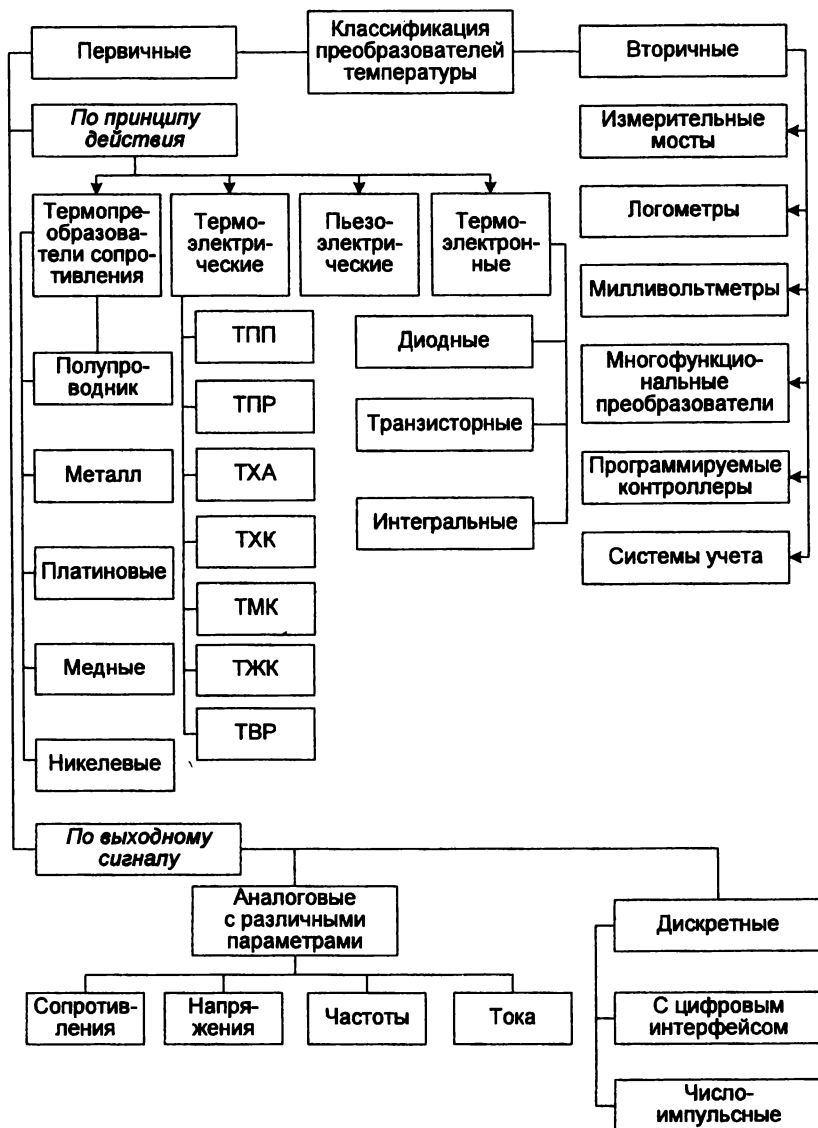


Рис. 4. Классификация преобразователей температуры

Термопреобразователь сопротивления (ТС) представляет значение температуры через значение сопротивления R_t . Чем больше R_t , тем с большей относительной точностью оно может быть измерено вторичным прибором.

Поэтому важной характеристикой материала чувствительного элемента ТС, в частности металлической проволоки, наряду с температурным коэффициентом сопротивления является значение его сопротивления R_0 в некоторой нулевой температурной точке:

$$R_0 = \rho \frac{L}{S}$$

где ρ – удельное сопротивление материала проводника, Ом · мм²/м²;

L – длина проводника, м;

S – площадь поперечного сечения проводника, м².

Чем больше ρ проводника, тем в большей степени он подходит в качестве материала чувствительного элемента термосопротивления и позволяет при одном и том же R_0 уменьшить длину проводника (снизить расход металла, габариты, а также инерционность и стоимость чувствительного элемента ТС) и увеличить сечение (повысить прочность чувствительного элемента и его стойкость к высоким температурам).

Наиболее приемлемыми материалами для чувствительных элементов ТС являются металлические проводники с высокими значениями ρ и α , химически инертные, с высокой технологической воспроизводимостью по чистоте и постоянством физических свойств во времени. К таким проводникам в первую очередь относятся платина ($\rho = 0,0981$; $\alpha = 3,9\%$), медь ($\rho = 0,0155$; $\alpha = 4,25\%$) и никель ($\rho = 0,09$; $\alpha = 6,17\%$).

Основные типы термоэлектрических преобразователей, широко применяемых для измерения температуры:

ТПП – термопара платиновых / платина;

ТЖК – термопара железо / константан;

ТПР – термопара платиновых 30 / платиновых 6;

ТХК – термопара хромель / копель;

ТВР – термопара вольфрамовых 5 / вольфрамовых 20;

ТМК – термопара медь / константан;

ТХК – термопара хромель / алюминий.

Градуировка рабочих металлических ТС производится по двум реперным точкам (0 и 100 °С). В этих точках определяются соответственно

R_0 и R_{100} . Значения R_0 и R_{100} для каждого типа ТС приведены в ГОСТ 6651–94, а также их номинальная статическая характеристика.

Типичная конструкция проволочного ТС содержит чувствительный элемент, который представляет собой бифилярную намотку платиновой проволоки диаметром 0,07–0,5 мм для ТСП или медной проволоки диаметром 0,1–3,2 мм для ТСМ на изоляционный плоский или цилиндрический каркас (слоду, стекло, керамику), выводы которого через утолщенные проводящие провода (серебро для ТСП и медь для ТСМ) соединены с внутренними соединительными проводами, идущими на выход ТС.

Чувствительный элемент вместе с соединительными проводами упаковывается в электроизоляцию, помещается в защитную металлическую (алюминий или латунь) гильзу и подключается к головке ТС, в которой размещены контакты для подключения внешних соединительных проводов от вторичного прибора. Для обеспечения возможности замены ТС при ремонте или проверке размещение ТС на трубопроводе выполняют с помощью резьбового соединения в дополнительной защитной гильзе, сваренной в трубопровод. Для улучшения теплообмена между ТС и измеряемой средой эту гильзу обычно заполняют жидким маслом при температуре среды до 150 °С или медными (алюминиевыми) опилками при более высоких температурах.

Термопреобразователь сопротивления определяет температуру среды на участке длины чувствительного элемента. Поэтому для увеличения теплообмена ТС погружают в трубу до положения, при котором ось трубы близка к центру чувствительного элемента.

Важными индивидуальными характеристиками ТС являются показатель тепловой инерции (время установления теплового равновесия между ТС и средой) и номинальная температура применения, для которой нормируются показатели надежности и долговечности.

Рабочее сопротивление ТС измеряется вторичным прибором (при использовании в составе теплосчетчика – тепловычислителем). Соединение ТС с вторичным прибором осуществляется по двух-, трех- или четырехпроводной схеме. Для двухпроводной схемы на сопротивление внешних проводов накладывается жесткое ограничение ($R_{\text{внеш}} < 0,1 \% R_0$), которое определяет максимальную длину соединительных проводов. Поэтому при достаточном удалении ТС от вторичного прибора рекомендуется подключение ТС по четырехпроводной схеме (рис. 5).

При учете расхода тепловой энергии приходится проводить взаимозависимые измерения температур в подающем и обратном трубопроводах с последующим определением разности этих температур. При этом максимальный диапазон разности температур достигает 100–120 °С, а минимальный 2–5 °С. В подобных случаях к используемым ТС предъявляются особые метрологические требования. Они подбираются в пары по значениям абсолютных погрешностей в двух реперных точках (0 и 100 °С) таким образом, чтобы погрешности по знаку и значению компенсировали друг друга в разностной схеме измерения температур.

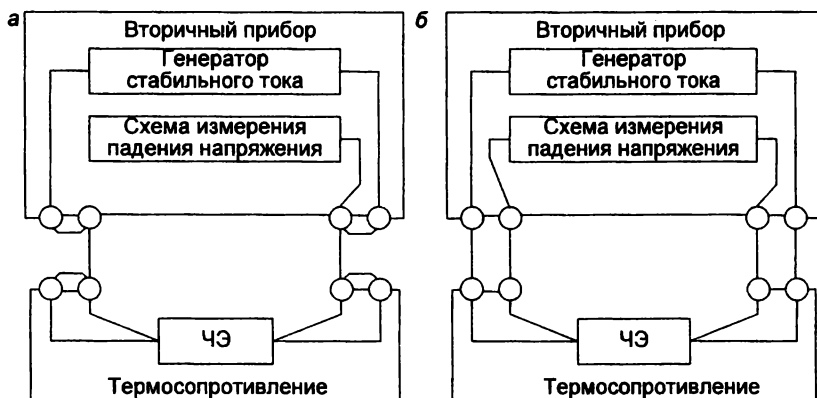


Рис. 5. Схемы соединения ТС с вторичным прибором:

а – двухпроводная; б – четырехпроводная; ЧЭ – чувствительный элемент

На смену проволочным ТС с относительно большими размерами чувствительного элемента, инерционностью и трудоемкостью сборки появились пленочные ТС, позволяющие уменьшить габариты чувствительного элемента, их инерционность и обеспечить массовое производство с точной лазерной подгонкой номинальной статической характеристикой.

В последние годы в схемах учета и регулирования расхода тепловой энергии стали использоваться *термоэлектронные преобразователи* (ТЭ), построенные на базе малых интегральных микросхем. В их основе лежит объединение в одном элементе (микросхеме) термочувствительного элемента и многофункциональной схемы обработки сигнала. Термоэлектронные преобразователи включают триггеры верхнего и нижнего порогов

контролируемой температуры, оперативную и постоянную память для хранения алгоритмов преобразования и накопленной измерительной информации и интерфейсную логику. На рис. 6 представлены структурная схема ТЭ на базе микросхемы DS1820 производства фирмы «Даллас Семикондуктор» (США) и вариант автоматизированного сбора данных по группе точек измерения температуры.

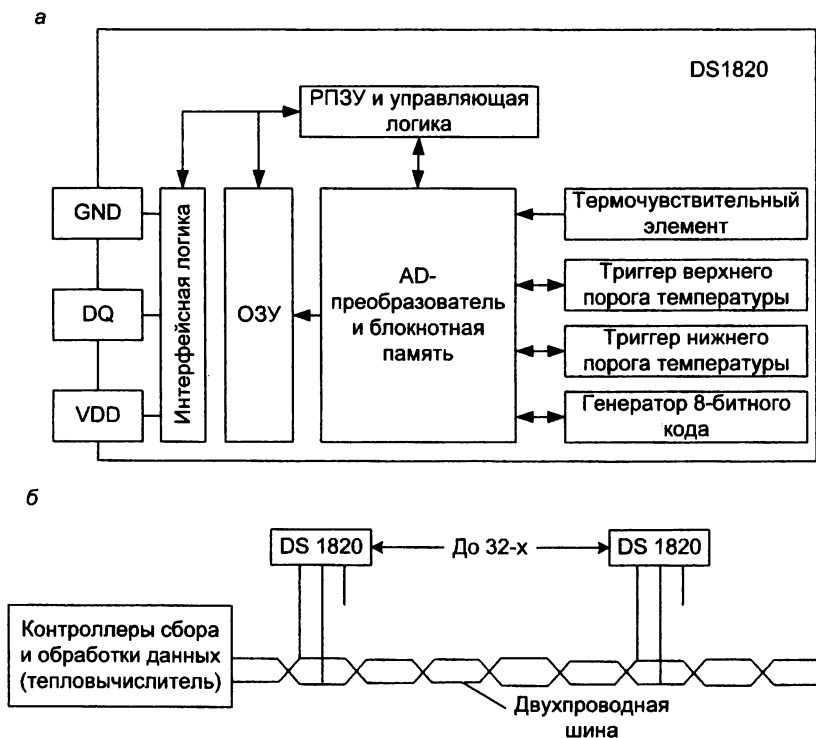


Рис. 6. Структурная схема ТЭ на базе микросхемы DS1820 (а) и вариант автоматизированного сбора данных по группе точек измерения температуры (б):

ОЗУ – оперативное запоминающее устройство; РПЗУ – репрограммируемое постоянное запоминающее устройство

Микросхема DS1820 позволяет измерять температуру в диапазоне от -55 до $+125$ °C с точностью $0,5$ °C. Питание микросхемы может производиться как по отдельному проводу, подключаемому к выводу VDD мик-

росхемы, так и по проводу, подключаемому к выводу DQ (ввод/вывод данных). На двухпроводную линию возможно подключение до 32 преобразователей на расстоянии до 1 км. Термoeлектронный преобразователь можно запрограммировать с учетом верхнего и нижнего порогов контроля температуры – при выходе значения измеряемой температуры за эти пороги преобразователь посылает в линию сигнал об аварии.

Передача данных от микросхем производится по запросу в последовательном двоичном коде и определенном формате, поэтому вторичный прибор (контроллер) должен поддерживать выдачу запросов и прием данных как по протоколу, так и по уровню передаваемых и принимаемых сигналов.

Развитие класса цифровых ТЭ идет очень высокими темпами, создаются новые, более интеллектуальные преобразователи. Одна из последних моделей DS1615 имеет, например, расширенную память для хранения температурного графика, что предоставляет дополнительные возможности при построении схем регулирования расхода тепловой энергии.

4.4. Методы и средства измерения расхода

Измерение расхода и количества движущейся жидкой или газообразной среды в системах учета энергоресурсов требует знаний не только таких ее термодинамических параметров, как температура и давление, но ряда иных характеристик (плотность, вязкость, тип потока), которые важны для конкретных методов измерения расхода, влияют на возможность использования соответствующих технических средств и точность измерений.

Количеством среды называют массу M или объем V вещества, протекающего через сечение, перпендикулярное направлению скорости потока, за определенный интервал времени T (час, сутки, месяц и т. д.).

Единица измерения массы в системе СИ – килограмм (кг), а объема – кубический метр (м^3).

Расход среды (G) – физическая величина, равная пределу отношения приращения количества среды ΔK (массы ΔM или объема ΔV) к интервалу времени ΔT , за которое произошло это приращение, при неограниченном уменьшении ΔT : $G = \lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{\Delta K}{\Delta T}$.

Различают массовый G_M и объемный G_V расходы, которые определяются через массу и объем среды, выражающиеся в основных единицах

(кг/с или м³/с) или их производных. Массовый и объемный расходы связаны между собой зависимостью

$$G_M = G_V \cdot \rho,$$

где ρ – плотность вещества.

При измерении расхода, помимо рассмотренных мгновенных расходов, выделяют следующие виды расходов:

- $G_{\text{ср}}$ – средний, равный отношению количества среды к определенному интервалу времени (минута, час, сутки, месяц и т. д.);
- $G_{\text{пр}}$ – приведенный – действительный объемный расход, но пересчитанный на другие, так называемые нормальные значения температуры и давления ($P_{\text{нор}} = 1,0332 \text{ кг/см}^2$, $t_{\text{нор}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$);
- $G_{\text{макс}}$ – наибольший, определяющий верхнюю границу возможного диапазона изменения расхода;
- $G_{\text{мин}}$ – наименьший, определяющий границу возможного диапазона расхода;
- $G_{\text{ном}}$ – номинальный, равный половине наибольшего;
- $G_{\text{п}}$ – переходный, при котором измеряется пороговое значение погрешности прибора.

Измерительные приборы, предназначенные для измерения расхода вещества, называются *расходомерами* или преобразователями расхода (ГОСТ 15528–86).

Измерительные приборы, предназначенные для измерения количества вещества, называются *счетчиками* количества.

Довольно часто эти две функции объединяются в одном приборе. В практике учета тепловой энергии применяются в основном преобразователи расхода.

Большинство преобразователей расхода предназначено для измерения расхода однокомпонентных и однофазных сред в условиях установившихся параметров потока (турбулентного характера потока, постоянства средней скорости на участке измерения и отсутствия возмущений), которые достигаются на достаточно протяженных прямолинейных участках трубопровода до и после места установки преобразователя расхода.

На этих участках не должно быть клапанов и задвижек, перепадов сечения трубопровода (сужений и расширений), резких изменений направления потока (колен и ответвлений).

Обычно требуемые длины прямолинейных участков задаются числами, кратными условному диаметру трубопровода D_u , т. е. его среднему внутреннему диаметру при 20 °С. Средства измерения расхода и количества среды классифицированы (рис. 7).

Преобразователи (датчики) расхода согласно ГОСТ 15528–86 вырабатывают сигнал измерительной информации, не поддающийся непосредственному восприятию наблюдателем. Большинство современных средств расхода и количества среды реализуются в двухкомпонентном виде – *первичный преобразователь* и *электронный преобразователь*, причем в конкретных моделях эти две взаимосвязанные части прибора могут быть исполнены в двух видах: механически объединенном и раздельном (связанного электрической проводной или кабельной линией).

Современные электронные преобразователи выполняются на базе микропроцессоров, при этом в одном приборе могут быть объединены функции расходомера, счетчика и преобразователя расхода.

По типу измеряемой среды приборы разделяются на расходомеры (счетчики, преобразователи расхода) жидкости, газа и пара. Одна и та же модель не может использоваться для измерения расхода (количества) всех трех сред из-за существенных различий их физических параметров, хотя для ряда моделей (например, вихревых расходомеров) возможна программная перестройка с одного вида среды на другой (в частности с газа или пара на жидкость), что нередко используется при их градуировке или поверке в лабораторных условиях.

Жидкостью может служить холодная и горячая вода, стоки, нефть и нефтепродукты, сжиженные газы, пульпа, суспензии и т. д., т. е. любые плотные и текучие среды. Для каждой конкретной модели прибора оговариваются допустимые виды жидкостей и диапазоны изменения параметров (процент газовых и плотных включений, плотность, вязкость, электропроводность). Эти параметры должны соотноситься с характеристиками реальной рабочей среды, для измерения которой будет использоваться прибор.

Под газом подразумевается природный газ (метан) и технические газы (кислород, водород, пропан и т. д.), а также сжатый воздух.

Пар может быть насыщенным или перегретым. Для влажного пара точное измерение расхода проблематично.

подавляющее большинство расходомеров объемные. К массовым расходомерам относятся тепловые и кориолисовые.

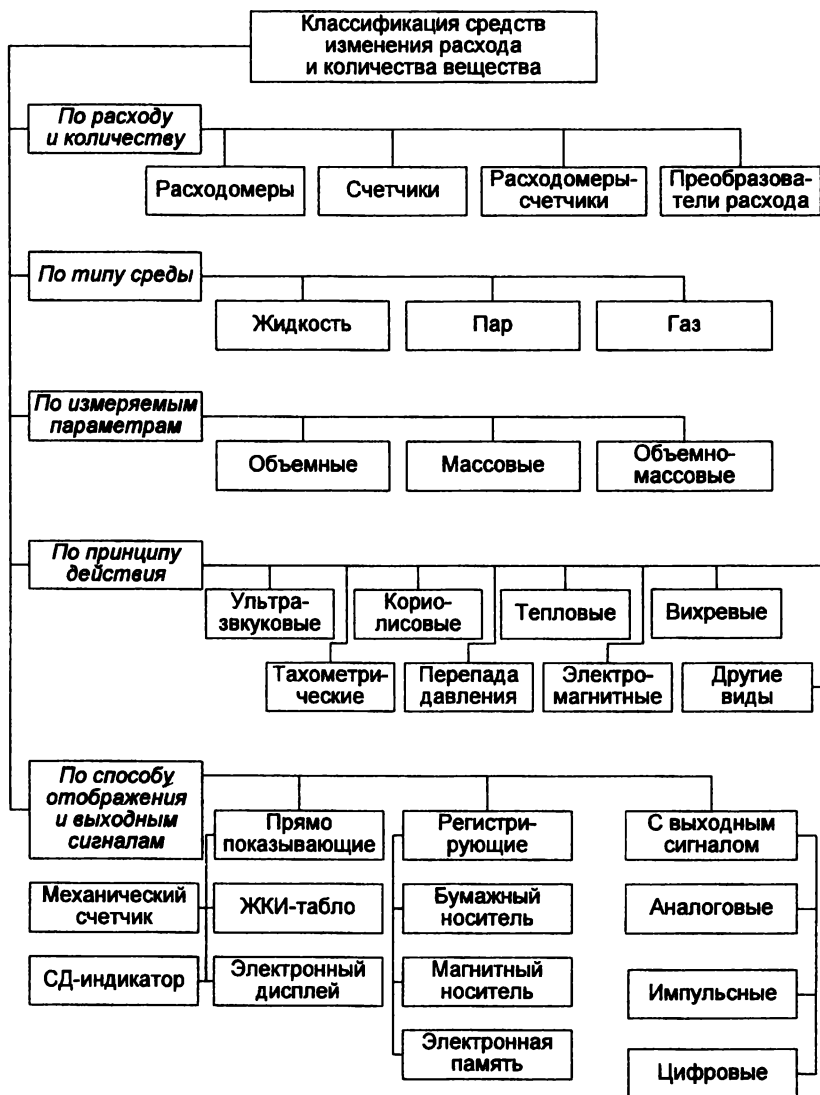


Рис. 7. Классификация расходомеров и счетчиков количества вещества

4.4.1. Тахометрические расходомеры

В тахометрических расходомерах расход среды измеряется по скорости движения (вращения) механического преобразовательного элемента. К таким расходомерам относятся шариковые, крыльчатые и турбинные. Последние два типа получили широкое применение для измерения расхода холодной и горячей воды, других технических жидкостей и газа. Современные расходомеры данного типа, как правило, комплектуются встроенным импульсным датчиком расхода, что позволяет использовать их при автоматизации учета.

Жидкостные турбинные расходомеры чувствительны к вязкости среды, особенно при малых расходах. Их общий недостаток – подверженность износу подвижных механических узлов и изменение в связи с этим точностных характеристик в процессе эксплуатации. Тахометрические расходомеры выпускаются для трубопроводов диаметром до 300 мм и мало пригодны для измерения абразивных и агрессивных сред.

4.4.2. Расходомеры переменного перепада давления (РППД)

Принцип действия РППД основан на измерении в соответствии с уравнением Бернулли перепада статического или полного давления потока среды на установленном первичном преобразователе и вычислении по этому перепаду средней скорости движения среды и ее расхода.

РППД определяет объемный или массовый расход движущейся среды по измеряемому перепаду давления.

В качестве первичного преобразователя в РППД при измерении расхода по перепаду статического давления используются стандартные сужающие устройства (диафрагмы, трубы Вентури, сопла), а при измерении по перепаду полного давления – многоходовые трубки Пито и усредняющие напорные трубки.

Измерение расхода жидкости, газа и пара с помощью сужающих устройств регламентирует ГОСТ 8.563–97.

На практике наиболее часто используются РППД, построенные с применением диафрагм. Расчетная погрешность измерения расхода диафрагмой зависит от характеристик среды и составляет, как правило, от 0,5 до 1,0%. Технические условия для стандартных диафрагм регламентированы ГОСТ 26969–86.

РППД на диафрагме представляет собой составной расходомер, в комплект которого входят собственно диафрагма, соединительные или импульсные линии (трубки) отбора измеряемого давления, вентильный блок, уравнительные сосуды (при необходимости), дифференциальный манометр и вторичный показывающий или самопишущий прибор, шкала которого градуирована в единицах расхода (в зависимости от характеристик вторичного прибора в комплект может дополнительно входить блок извлечения квадратного корня).

Принцип действия РППД на диафрагме заключается в сжатии среды отверстием диафрагмы, что приводит к увеличению за ее кромкой скорости потока и его кинетической энергии (динамического давления) с соответствующим уменьшением статического давления. По краям диафрагмы создается перепад давлений, который отводится импульсными трубками к дифманометру. После прохождения диафрагмы поток расширяется, снижая скорость и восстанавливая статическое давление, которое уже не достигает прежнего значения из-за вихревых потерь давления на гидравлическом сопротивлении диафрагмы P_p . Величина P_p зависит от соотношения квадратов площадей отверстия диафрагмы и поперечного сечения трубопроводов: $m = d^2/D^2$. Чем меньше m , тем больше перепад давления и выше точность измерения расхода, но тем больше безвозвратная потеря давления на диафрагме.

Динамический диапазон измерения диафрагменных расходомеров невелик и составляет 3 : 1, что объясняется квадратичной зависимостью перепада давления от расхода. Большинство дифманометров имеет динамический диапазон измерения не более 10 : 1. Поэтому для расходомера с одним дифманометром характерен динамический диапазон 3 : 1, или от (100–30%) $G_{\text{макс}}$, что ограничивает его применение (измерение только маломеняющихся расходов).

Следует отметить, что расход слабо сжимаемых сред, плотность которых незначительно зависит от температуры и давления (например, вода), с высокой степенью точности определяется измеряемым перепадом давления.

Для сжимаемых сред (пар, газ), плотность которых существенно зависит от давления и температуры, для точного измерения расхода необходимо еще и определение плотности среды, которое производится на основании измерения температуры и давления. При этом для сухого насыщенного пара достаточно измерить только одну из величин, поскольку его температура и давление являются взаимозависимыми параметрами.

Поэтому при определении расхода газа или перегретого пара на основании диаграмм самопишущих приборов при переменных температурах и давлениях приходится вручную обрабатывать три диаграммы (перепада давления, температуры и расхода), что во много раз увеличивает трудоемкость процесса и снижает точность определения расхода.

Современные вторичные приборы, построенные с применением микропроцессорной техники, проводят эту процедуру автоматически.

Рассматриваемый метод измерения расхода имеет как достоинства, так и недостатки.

К достоинствам следует отнести:

- хорошую пригодность для работы в самых различных жидкостных и газовых средах;
- высокую чувствительность;
- отсутствие движущихся частей;
- сравнительно невысокую стоимость для трубопроводов диаметром до 300 мм.

Недостатками являются:

- требование к прямолинейности измерительного участка ($10 D$, до и $5 D$, после места установки диафрагмы);
- ограниченный динамический диапазон;
- значительные потери давления на диафрагме;
- нелинейная зависимость выходного сигнала от расхода;
- сложность изготовления и монтажа для трубопроводов большого диаметра;
- необходимость ежегодных проверок с отключением и разборкой трубопровода;
- старение диафрагмы (накопление осадков и эрозия кромок проходного отверстия).

Поскольку у РПД недостатков значительно больше, чем достоинств, в подавляющем большинстве случаев предпочтительно использование более современных расходомеров (вихревых, электромагнитных, ультразвуковых). Однако для измерения расхода высокотемпературного перегретого пара этот метод пока является единственно пригодным.

4.4.3. Вихревые расходомеры

Принцип действия современных вихревых расходомеров основан на измерении частоты следования вихрей так называемой дорожки Кармана,

образующейся при огибании потоком тела обтекания, неподвижно расположенного поперек контролируемого потока среды в его центре. В качестве тела обтекания обычно используется цилиндр или призма трапецевидного или треугольного сечения.

В результате тормозящего и ускоряющего действий слоев возникают сдвиговые напряжения или вращающие моменты сил, которые формируют вокруг некоторых мгновенных осей самосвертывающиеся вихри и обеспечивают их срыв с острых кормовых кромок тела обтекания. В 1911 г. американский аэродинамик Карман определил условия устойчивого симметричного вихреобразования, при котором вихри разного направления (по и против часовой стрелки) поочередно сбегает справа и слева с поверхности тела обтекания и следуют по потоку в шахматном порядке в виде вихревой дорожки. Схема работы вихревого расходомера приведена на рис. 8.

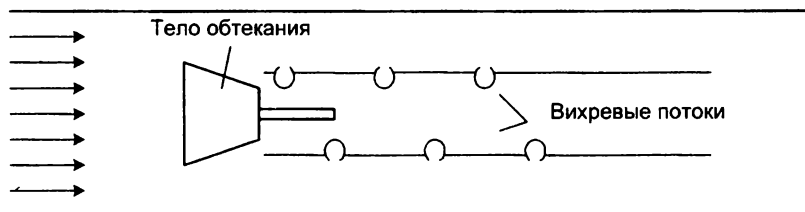


Рис. 8. Схема работы вихревого расходомера

Каждый вихрь представляет собой локальный элемент среды, в котором потенциальная энергия потока преобразуется в кинетическую, что приводит к снижению статического давления. Это местное снижение давления может быть зафиксировано чувствительным элементом (сенсором). При этом сенсор преобразует перепады (пульсации) давления в электрические импульсы, частота которых при $Re > 3800$ (т. е. при установившемся турбулентном потоке) пропорционально зависит от скорости среды.

Зная сечение трубы, по средней скорости можно определить объемный расход среды. На практике обычно используют уравнение $Gv = f/K$, где K – градуировочный или калибровочный коэффициент (количество импульсов на единицу объема среды), определяемый только параметрами обтекаемого тела и трубопровода и не зависящий от плотности, вязкости, температуры и давления среды. Поэтому каждый расходомер калибруется

изготовителем индивидуально для обеспечения высокой точности и повторяемости измерений.

В качестве сенсоров обычно применяют пьезоэлементы, механические элементы (мембраны), встроенные тензорезисторы или ультразвуковые преобразователи скорости (излучатель и приемник ультразвуковых колебаний, обнаруживающие вихревые колебания потока).

К достоинствам вихревых расходомеров можно отнести:

- необходимость относительно небольших прямолинейных участков (обычно $5D$, до и $3D$, после места установки);
- отсутствие в потоке подвижных изнашивающихся частей;
- независимость показаний от плотности, вязкости, температуры и давления среды;
- широкий динамический диапазон ($30 : 1$);
- линейность шкалы;
- высокая точность;
- высокое быстродействие;
- простота установки.

Недостатками являются:

- вносимое гидравлическое сопротивление;
- чувствительность к механическим включениям;
- чувствительность к акустическим и вибрационным помехам.

Среди предприятий, выпускающих вихревые расходомеры для жидкости следует выделить концерн «Метран» (Челябинск) и завод «Старорус-прибор» (Старая Русса). В Тюмени «Сибнефтеавтоматика» выпускает вихревые датчики расхода газа и расхода пара. Датчики расхода пара рассчитаны на измерение расхода пара, температура которого не превышает $250\text{ }^{\circ}\text{C}$.

4.4.4. Электромагнитные расходомеры

Принцип действия электромагнитных расходомеров основан на взаимодействии движущейся (проводящей) жидкости с магнитным полем. Это взаимодействие подчиняется закону электромагнитной индукции, согласно которому в движущемся проводнике, пересекающем магнитное поле, индуцируется ЭДС, величина которой пропорциональна скорости движения проводника. В данном случае в качестве проводника выступает поток проводящей жидкости. Для измерения возникающей ЭДС через стенки трубы изолированно от нее выводятся два электрода (рис. 9).

Разность потенциалов E на электродах, расположенных на расстоянии D , равном внутреннему диаметру трубы, определяется из выражения

$$E = BDV_{\text{ср}},$$

где B – магнитная индукция;

$V_{\text{ср}}$ – средняя скорость жидкости.

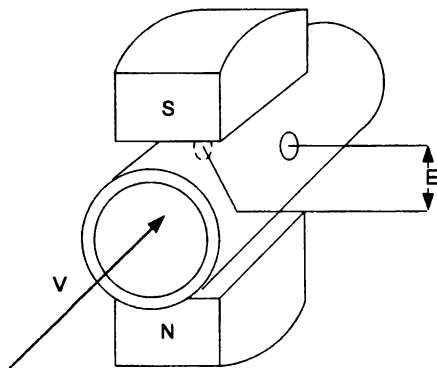


Рис. 9. Схема работы электромагнитного расходомера

Электромагнитные расходомеры имеют много достоинств. Они могут применяться для измерения любых, в том числе больших, расходов жидкости в трубопроводах диаметром от 2 мм и выше. Их показания не зависят от вязкости и плотности среды. Шкала прибора линейна, а динамический диапазон достигает 100 : 1. Быстродействие прибора достаточно высоко. Преобразователь расхода не имеет частей, выступающих внутрь трубы, и не создает дополнительной потери давления. Влияние местных сопротивлений значительно меньше, чем у расходомеров других типов.

Большинство выпускаемых электромагнитных расходомеров пригодны для измерения расхода жидкостей с электропроводностью не менее $10^{-5} \cdot \text{Ом}^{-1} \cdot \text{см}^{-1}$, что соответствует электропроводности водопроводной воды.

4.4.5. Ультразвуковые расходомеры

Ультразвуковые расходомеры основаны на измерении того или иного акустического эффекта, зависящего от расхода и возникающего при прохождении ультразвуковых колебаний через поток жидкости или газа.

Основными элементами первичных преобразователей ультразвуковых расходомеров являются излучатели и приемники ультразвуковых колебаний. Их действие основано на пьезоэлектрическом эффекте, заключающемся в том, что при сжатии и растяжении в определенных направлениях кристаллов (пьезоэлементов) на их поверхностях возникают электрические заряды (прямой пьезоэффект).

В этом случае пьезоэлемент работает как приемник ультразвуковых колебаний. Если же к этим поверхностям приложить разность потенциалов в виде электрического импульса, то пьезоэлемент растянется или сожмется и начнет работать как излучатель ультразвуковой волны. Это явление называется обратным пьезоэффектом.

В качестве пьезодатчиков применяются различные керамические материалы (титанат бария, цирконат титаната свинца и т. д.). Пьезоэлементы обычно изготавливаются в виде дисков диаметром 10–20 мм. Диски снабжаются электродами, которые создаются путем покрытия специально обработанных поверхностей слоем металла (как правило, серебра).

Существует несколько способов измерения расхода с помощью ультразвука (частотный, фазовый, корреляционный, с использованием эффекта Доплера). Однако наибольшее распространение получил времяимпульсный ультразвуковой метод (рис. 10).

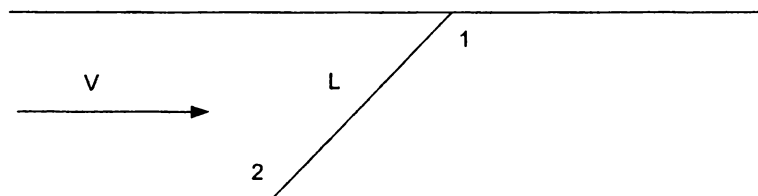


Рис. 10. Схема работы времяимпульсного ультразвукового расходомера

Время прохождения ультразвукового сигнала по акустическому пути L от излучателя 1 к приемнику 2 и от излучателя 2 к приемнику 1 будет равно соответственно:

$$t_{1-2} = L / (C - V \cos \varphi);$$

$$t_{2-1} = L / (C + V \cos \varphi),$$

где C – скорость ультразвука в среде.

Разница во времени прохождения сигнала в «прямом» и «обратном» направлениях:

$$\Delta t = (2LV \cos \varphi) / (C^2 - V^2 \cos^2 \varphi).$$

Таким образом, зная внутренний диаметр трубопровода, угол наклона акустической оси к оси трубы, скорость ультразвука в конкретной среде и измерив разницу во времени прохождения сигнала в «прямом» и «обратном» направлениях, можно определить объемный расход среды в трубопроводе.

Величина Δt незначительна и составляет обычно от нескольких единиц до нескольких десятков наносекунд и ее измерение с достаточной точностью при одном проходе сигнала в «прямом» и «обратном» направлениях произвести сложно. Поэтому измерения производят путем организации так называемого «синхрокольца», при котором измеряют время прохождения сигнала в каждом направлении сотни и тысячи раз, предполагая, что скорость потока за это время не изменяется.

Времяимпульсный ультразвуковой метод очень хорош при измерении расходов на трубопроводах больших диаметров, но требует значительных прямолинейных участков трубопровода ($15D$, до и $10D$, после места установки прибора). Он не создает дополнительных потерь давления, обладает широким динамическим диапазоном и высокой точностью, но весьма чувствителен к вибрационным и ударным помехам.

4.5. Методы и средства измерения давления

Давление – это один из важнейших термодинамических параметров теплоносителя (газа, пара, жидкости); его измерение необходимо как в расчетных теплотехнических целях для определения расхода, количества и тепловой энергии среды, так и в технологических – для контроля и прогнозирования безопасных и эффективных режимов работы напорных трубопроводов и агрегатов.

Давлением (P) называют отношение абсолютного значения нормального вектора силы к площади поверхности: $P = F/S$ (при неравномерно распределенной силе $P = dF/dS$). В отличие от силы, значение которой зависит от размеров поверхности ее приложения, давление позволяет при рассмотрении взаимодействия физических тел исключить фактор площади, т. е. оно является величиной удельной, отнесенной к единице площади.

Для жидких и газообразных сред, характеризующихся свойствами упругости и текучести, различают давление внешнее (на границе или поверхности среды) и внутреннее (в объеме или массе среды). В напорных трубопроводах с энергоносителями измеряется, как правило, статическое давление (разность полного внутреннего давления среды и динамического давления движения потока). На практике давление газообразных и жидких сред может измеряться относительно двух различных уровней:

- уровня абсолютного вакуума (абсолютное давление);
- уровня атмосферного, или барометрического, давления (избыточное давление или давление разрежения).

Разность давлений сред, определяемую в двух различных процессах или в двух разных точках одного процесса, причем таких, что ни одно из давлений не является атмосферным, называют дифференциальным давлением.

В Международной системе единиц СИ единицей давления является паскаль ($1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$). В технической системе единиц МКГСС единицей давления является техническая атмосфера ($1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2$). В системе СГС единицей давления является бар ($1 \text{ бар} = 1 \text{ дин/1 см}^2$). На ее основе введена одноименная внесистемная единица бар ($1 \text{ бар} = 1000000 \text{ дин/см}^2$). В практике часто используется внесистемная единица физическая (или нормальная) атмосфера, которая уравнивается давлением столба ртути высотой 760 мм.

Соотношения между единицами измерения давления в различных системах (коэффициенты перевода) приведены в табл. 6.

Таблица 6

Соотношения между единицами измерения давления

Система единиц	Единица давления	Па	кгс/см ² (ат)	бар	атм
СИ	$1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$	1	$1,01972 \cdot 10^{-5}$	10^{-5}	$0,98692 \cdot 10^{-5}$
МКГСС	$1 \text{ ат} =$ $= 1 \text{ кгс/1 см}^2$	$0,980665 \cdot 10^5$	1	0,980665	0,96784
Внесистемные	$1 \text{ бар} =$ $= 10^6 \text{ дин/см}^2$	105	1,01972	1	0,98692
	$1 \text{ атм} =$ $= 760 \text{ мм рт.ст}$	$1,01325 \cdot 10^5$	1,0332	1,01325	1

Для прямого измерения давления с отображением его значения непосредственно на первичном измерительном приборе (шкале, табло или индикаторе) применяются манометры.

Если отображение давления на самом первичном приборе отсутствует (т. е. он является бесшкальным), но он позволяет получать и дистанционно передавать измеренную величину давления, то такой прибор называют измерительным преобразователем давления или датчиком давления. Возможно объединение этих двух свойств в одном приборе (манометр – датчик).

При учете энергоносителей манометры, как правило, выполняют функцию только локального контроля за давлением и в большинстве случаев из-за отсутствия дистанционного доступа к их показаниям не могут быть использованы для целей автоматизации процесса измерений. Такую возможность обеспечивают *измерительные преобразователи давления* (ИПД) (рис. 11).

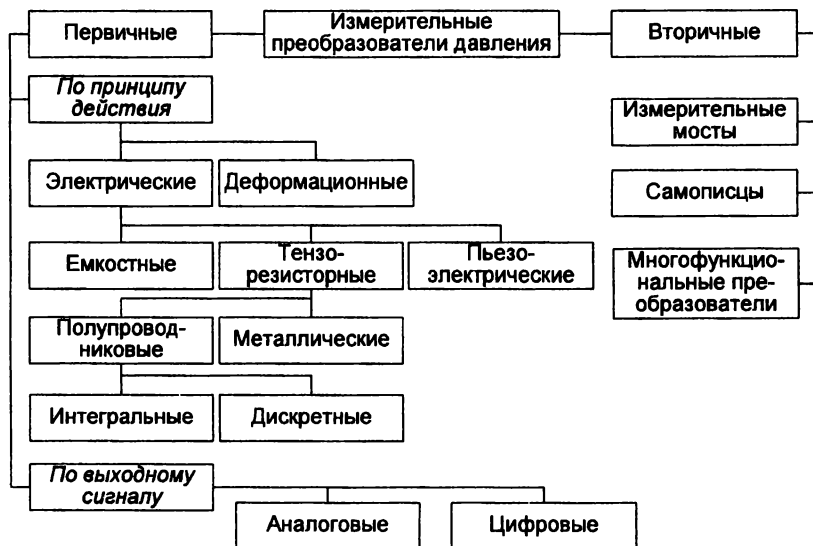


Рис. 11. Классификация преобразователей давления

Известны десятки способов преобразования давления в электрический сигнал, но только некоторые из них получили широкое применение в общепромышленных ИПД. Большинство из них имеют следующие конструктивные принципы:

1) принцип переменной электрической емкости (*емкостные*). Построен на основе емкости упругого чувствительного элемента (конденсато-

ра) с переменным зазором. Смещение или прогиб под действием прикладываемого давления подвижного электрода (мембраны) изменяет емкость упругого чувствительного элемента;

2) принцип преобразования механического воздействия в электрический сигнал (*пьезоэлектрические*). Основан на зависимости величины поляризованного заряда или резонансной частоты пьезокристаллов (кварца, турмалина и др.) от величины приложенного давления;

3) принцип изменения электрического сопротивления за счет деформации проводника (*тензорезисторные*). Используется зависимость активного сопротивления проводника или полупроводника от его деформации.

В последние годы создаются ИПД:

- волоконно-оптические;
- гальваномагнитные;
- объемного сжатия и др.

Более 60 % мирового рынка сегодня составляют тензо- и пьезоэлектрические ИПД, более 90 % рынка СНГ – тензорезисторные ИПД, чувствительным элементом которых является металлическая мембрана, на которой размещены тензорезисторы. Деформация (прогиб) мембраны под воздействием внешнего давления приводит к локальным деформациям тензорезисторов и изменению их сопротивления, которое измеряется электронным блоком. Тензорезисторы могут быть как металлические (проволока, фольга, пленка), так и полупроводниковые. Поскольку чувствительность полупроводниковых тензорезисторов в десятки раз выше, чем металлических, преимущественное развитие получили ИПД на их основе.

Большинство промышленных ИПД российского производства требует внешнего питания от источника постоянного напряжения (18–42 В). Подключение ИПД к вторичному прибору производится по 4- или 2-проводной схеме. В основном используют выходной сигнал постоянного тока, величина которого изменяется в диапазонах 0–5 мА, 0–20 мА или 4–20 мА.

В России ИПД производятся целым рядом предприятий, наиболее крупными из которых являются:

- завод «Манометр» (Москва);
- концерн «Метран» (Челябинск);
- МО «Промприбор» (Саранск);
- АО «Пирамида» (Смоленск);
- завод «Эталон» (Волгодонск) и др.

Наиболее распространенные типы ИПД: «Сапфир», «Метран», «МИ-ДА». Буквенные индексы в обозначении означают: ДА – датчик абсолютного давления; ДИ – датчик избыточного давления; ДД – датчик дифференциального давления (дифманометр).

Выбор ИПД для конкретного применения производится по ряду параметров:

- величине измеряемого диапазона давления;
- рабочему давлению трубопровода;
- виду и величине выходного сигнала;
- пределу основной допустимой погрешности;
- пределу дополнительной температурной погрешности;
- допустимому диапазону температур измеряемой среды и условий эксплуатации прибора;
- требованиям к стабильности метрологических характеристик;
- требованиям к источнику внешнего питания;
- уровню пыле- и влагозащищенности;
- взрывобезопасности;
- стоимости и т. д.

4.6. Тепловычислители (контроллеры)

Номенклатура выпускаемых тепловычислителей и программируемых контроллеров, которые могут использоваться в качестве тепловычислителей при построении теплосчетчиков, очень широка.

Тепловычислители или контроллеры сами по себе не столь важны, интерес представляют созданные на их базе единые, составные и комбинированные теплосчетчики. При рассмотрении номенклатуры включенных в Госреестр единых и составных теплосчетчиков следует обратить внимание на следующие моменты:

- примерно половина теплосчетчиков рассчитаны на применение только в закрытых системах теплоснабжения, так как укомплектованы одним преобразователем расхода и двумя термосопротивлениями. Поэтому область их применения ограничена;
- около 40% теплосчетчиков могут проводить измерения по двум трубам и пригодны для использования в открытых системах, но для измерения расхода горячего водоснабжения требуется установка дополнительного расходомера, не входящего в состав теплосчетчика;

• около 10% составных теплосчетчиков могут производить измерения расхода по четырем трубопроводам (прямому, обратному, ГВС и трубопроводу подпитки) и позволяют измерять и регистрировать температуру и давление в прямом и обратном трубопроводах, т. е. полностью отвечают требованиям «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя».

Таким образом, возникает необходимость создания комбинированных теплосчетчиков (для крупных котельных, тепловых пунктов и др.) на базе тепловычислителей (контроллеров) с достаточно большим количеством входных сигналов, которые используются с определенными типами преобразователей расхода или расходомеров.

Примеры комбинированных тепловычислителей:

1. Контроллер СПТ 961 (НПФ¹ «Логика», Санкт-Петербург). Количество входных сигналов от первичных преобразователей: токовых – 8; частотных или числоимпульсных – 4; количество термосопротивлений (четырёхпроводная схема) – 4; количество обслуживаемых трубопроводов – до 5.

2. Теплорегистратор «Карат» (НПП² «Уралтехнология», Екатеринбург). Количество входных сигналов от первичных преобразователей: для подключения токовых цепей или термосопротивлений – 8; для подключения частотных или числоимпульсных сигналов – 5.

3. Теплоэнергоконтроллер «Текон» (НПП «Крейт», Екатеринбург). Прибор комплектуется по заказу потребителя, в максимальной конфигурации может иметь следующее количество входных сигналов: для подключения аналоговых сигналов или термосопротивлений – до 56; числоимпульсных – до 64; частотных – до 16, количество входных сигналов не должно превышать 64; максимальное количество обслуживаемых трубопроводов – 16.

В прибор могут быть установлены платы управления нагрузкой. Большая глубина архивирования данных. Есть возможность передачи информации на верхний уровень по токовой петле и по коммутируемой телефонной линии с использованием модема и интерфейса RS – 232.

4. Универсальный контроллер «Эком-3000» (предприятие «Прософт-Е», Екатеринбург). Прибор входит в состав автоматизированной системы учета энергоресурсов, созданной по иному принципу.

Плата промышленной «Микро-PC», корзина с шиной ISA, настраиваемый под конкретную конфигурацию программный продукт, корпус, клави-

¹ Научно-производственная фирма.

² Научно-производственное предприятие.

атура и четырехстрочный знакосинтезирующий индикатор – являются той основой, дополняя которую различными блоками (аналогового или дискретного ввода или вывода), получают различную конфигурацию контроллеров.

4.7. Метрологические требования к узлам учета тепловой энергии

Метрологические требования к узлам учета тепловой энергии определяются «Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя» [12]:

1. Теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии горячей воды с относительной погрешностью не более:

- 5 % при разности температур в подающем и обратном трубопроводах от 10 до 20 °С;
- 4 % при разности температур в подающем и обратном трубопроводах более 20 °С.

2. Теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара с относительной погрешностью не более:

- 5 % в диапазоне расхода пара от 10 до 30 % от номинального;
- 4 % в диапазоне расхода пара от 30 до 100 % от номинального.

3. Водосчетчики должны обеспечивать измерение массы (объема) теплоносителя с относительной погрешностью не более 2 % в диапазоне расхода воды и конденсата от 4 до 100 %.

4. Счетчики пара должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более 3 % в диапазоне расхода пара от 10 до 100 % от номинального.

5. Для прибора учета, регистрирующего температуру теплоносителя, абсолютная погрешность измерения температуры (Δt , °С) не должна превышать значений, определяемых по формуле

$$\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t),$$

где t – температура теплоносителя.

6. Приборы учета, регистрирующие давление теплоносителя, должны обеспечивать измерение давления с относительной погрешностью не более 2 %.

7. Приборы учета, регистрирующие время, должны обеспечивать измерение текущего времени с относительной погрешностью не более 0,1 %.

4.8. Процедура создания узлов коммерческого учета

Процедуры создания узлов коммерческого учета теплоты (УКУТ) у потребителей и поставщиков тепловой энергии несколько отличаются.

При создании УКУТ у потребителя он должен получить от поставщика тепловой энергии по письменной заявке технические условия, в которых уточняются:

- тепловая мощность;
- расход теплоносителя;
- допустимые потери давления в сети потребителя;
- температурный график;
- место установки УКУТ.

При создании УКУТ у поставщика тепловой энергии технические условия не составляются.

На основании технических условий разрабатывается техническое задание, в котором уточняются положения о технических условиях, и производится выбор оборудования УКУТ. Техническое задание при создании УКУТ на стороне потребителя согласовывается с поставщиком (энергоснабжающей организацией), а при создании на стороне поставщика – с местными органами Ростехнадзора.

При возникновении разногласий между поставщиком и потребителем по выбору приборов УКУТ окончательное решение принимается Ростехнадзором.

На основании согласованного технического задания разрабатывается рабочий проект (рабочая документация) УКУТ. Эскизного и технического проектирования не требуется. Рабочий проект согласуется с поставщиком при создании УКУТ на стороне потребителя и с Ростехнадзором при создании УКУТ у поставщика.

Допуск УКУТ в эксплуатацию после окончания пусконаладочных работ производится комиссией в составе:

- представителей поставщика, Ростехнадзора и тепловых сетей при создании УКУТ на стороне поставщика;
- представителей поставщика и потребителя при создании УКУТ на стороне потребителя.

Допуск УКУТ в эксплуатацию оформляется актом, подписываемым всеми членами комиссии. В начале каждого отопительного сезона оформляется акт повторного допуска УКУТ в эксплуатацию.

Государственный надзор за средствами измерений и измерительными системами, предназначенными для коммерческого учета тепловой энергии, осуществляется совместно Госстандартом и Ростехнадзором. Полномочия каждого из них разграничены «Соглашением о взаимодействии», в соответствии с которым Госстандарт проводит испытания средств измерений с целью утверждения типа (включения в Госреестр средств измерений РФ) с последующей выдачей сертификата об утверждении типа и проведении испытаний средств измерений на соответствие утвержденному типу, а также периодические метрологические поверки средств измерений. Ростехнадзор осуществляет работу (экспертизу) по исследованию надежности и безопасности средств измерений, а также надзор за соблюдением требований «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя».

Глава 5. Учет природного газа

5.1. Правила учета газа. Общие положения

Учет газа организуется с целью:

- осуществления взаимных финансовых расчетов между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем газа;
- контроля за расходными и гидравлическими режимами систем газоснабжения;
- составления баланса приема и отпуска газа;
- контроля за рациональными и эффективным использованием газа.

В «Правилах учета газа» изложены основные организационные и технические требования к учету газа во всех сферах экономики Российской Федерации [11]. Правила предназначены для специалистов и персонала, занятых проектированием, наладкой и эксплуатацией систем газоснабжения, узлов учета, разрабатывающих средства измерений расхода газа, его количества и параметров.

Основные разделы правил:

- Термины и определения.
- Общие положения.
- Организация учета газа.

Основные термины:

Газ – природный, нефтяной (попутный) и отбензиненный сухой газы, добываемые и собираемые газонефтедобывающими организациями и вырабатываемые газонефтеперерабатывающими заводами.

Газораспределительная организация – республиканские, краевые, областные, городские межрайонные, сельские предприятия газового хозяйства, являющиеся специализированными организациями по эксплуатации газовых сетей в городах и населенных пунктах.

Потребитель газа – юридические лица, использующие газ в качестве топлива или сырья.

Расход газа – объем газа, прошедшего через поперечное сечение трубопровода за единицу времени, приведенный к стандартным условиям.

Основные положения:

1. Правила определяют требования к организации учета количества газа, контроля его параметров, а также общие технические требования к узлам учета газа.

2. Правила действуют на территории РФ и обязательны для исполнения юридическими лицами, независимо от их ведомственной подчиненности и организационно-правовых форм, а также населением при отпуске газа, проектировании газопотребляющих объектов, выполнении монтажных, ремонтных, наладочных работ на узлах учета газа, эксплуатации газоиспользующего оборудования.

3. Требование правил распространяется на поставщиков, газораспределительные организации и потребителей газа при взаимных расчетах за поставку и потребление газа, независимо от объемов его поставки и потребления.

4. Ответственность за надлежащее состояние и исправность узлов учета газа, а также за их своевременную поверку несут владельцы узлов учета в соответствии с Кодексом об административных правонарушениях РФ (ст. 90, 94, 95, 95–1).

5. Поставщик не вправе требовать от потребителя газа установки на узле учета средств измерений, не имеющих сертификатов Госстандарта России об утверждении типа.

6. Потребление газа промышленными, транспортными, сельскохозяйственными, коммунально-бытовыми и иными организациями без использования приборов учета не допускается.

7. Учет количества газа, отпускаемого поставщиком газораспределительной организации или потребителю газа, должен осуществляться по узлам учета поставщика или потребителя газа, установленным в соответствии с требованиями действующих норм и настоящих правил. Средства

измерений, входящие в комплект узлов учета газа, должны иметь сертификат Госстандарта России об утверждении типа и поверены в органах Государственной метрологической службы.

8. Учет количества газа, подаваемого газораспределительной организацией потребителю газа, должен осуществляться по узлам учета потребителя газа.

9. Учет газа должен осуществляться по единому расчетному узлу учета. Как исключение, по согласованию с поставщиком и газораспределительной организацией, допускается осуществление учета расхода газа по двум расчетным узлам учета в случае значительной удаленности газоиспользующих установок потребителей газа друг от друга.

10. На каждом узле учета с помощью средств измерений должны определяться:

- время работы узла учета;
- расход и количество газа в рабочих и нормальных условиях;
- среднечасовая и среднесуточная температура газа;
- среднечасовое и среднесуточное давление газа.

11. Измерение и учет количества газа, осуществляемые по узлам учета потребителя газа и поставщика, производятся по методикам выполнения измерений, аттестованным в установленном порядке. Определение количества газа должно проводиться для нормальных условий. По согласованию поставщика и потребителя газа определение количества газа может проводиться по приборам с автоматической коррекцией по температуре или по температуре и давлению.

12. Узел учета должен быть защищен от несанкционированного вмешательства.

13. Пределы измерений узла учета должны обеспечивать измерение расхода и количества во всем диапазоне расхода газа, причем минимальная граница измерения расхода должна определяться исходя из предельной допустимой погрешности измерений расхода.

14. Учет количества газа, реализуемого населению, производится по приборам учета газа или на основании норм расхода газа (на приготовление пищи, нагрев воды, отопление). Нормы расхода газа на одного человека и единицу отапливаемой площади, а также нормы расхода газа на содержание скота в личном подсобном хозяйстве разрабатываются и определяются газораспределительными организациями в установленном порядке.

15. Счетчики газа, используемые населением, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и поверены в органах Государственной метрологической службы. Монтаж и наладка этих счетчиков производится специализированной службой, входящей в состав местной газораспределительной организации.

5.2. Метрологические требования к узлам учета газа

Учет расхода газа разделяется на коммерческий и технический (внутрипроизводственный).

Система учета расхода газа на предприятиях должна:

- обеспечивать принятое проектом качество учета и контроля: полноту, точность, достоверность и оперативность;
- способствовать максимальной эффективности учета расхода газа при рациональном сочетании различных способов учета для разных объектов;
- систематически совершенствоваться с учетом задач повышения эффективности использования энергоресурсов.

Монтаж и эксплуатация оборудования, входящего в состав узлов учета, проводятся в соответствии с требованиями госстандарта России и инструкциями изготовителей оборудования. Ответственность за надлежащее состояние и исправность узлов учета расхода газа, а также за их своевременную поверку несут владельцы узлов учета.

На узле учета должна быть предусмотрена регистрация на бумажных носителях всех измеряемых параметров газа.

Согласно требованиям п. 2.7 «Правил учета газа» узел учета должен быть защищен от несанкционированного вмешательства [11].

Пределы измерений узла учета должны обеспечивать измерение расхода и количества во всем диапазоне расхода газа, причем минимальная граница измерения расхода должна определяться исходя из предельной допустимой погрешности измерений расхода.

Приборы для учета расхода газа, согласно СНиП 2.04.08–87 «Газоснабжение», размещаются в газораспределительных пунктах или в газифицируемых помещениях. На одном газопроводе допускается установка параллельно не более двух счетчиков.

В газораспределительном пункте (ГРП) и установке (ГРУ) должны быть предусмотрены показывающие и регистрирующие приборы для изме-

рения входного и выходного давления и температуры газа. В ГРП и ГРУ, в которых не производится учет расхода газа, допускается отсутствие регистрирующего прибора для замера температуры.

Допускается не устанавливать регистрирующие приборы давления газа в ГРП, входящих в состав автоматизированной системы управления технологическим процессом, а также в ГРУ и другие ГРП в зависимости от их функционального назначения и расположения в системе газоснабжения, по согласованию с местными органами газового надзора.

В соответствии с требованиями СНиП П-35–76 в котельных должны быть установлены регистрирующие приборы для измерения давления и температуры газа в общем газопроводе котельной, расхода газа в общем газопроводе котельной (суммирующий), расход жидкого топлива в прямой и обратной магистралях (суммирующий).

Измерение и учет количества газа осуществляются по методикам выполнения измерений, аттестованным в установленном порядке.

Определение количества газа должно проводиться для стандартных условий. Согласно ГОСТ 2939–63 и ГОСТ 3900 стандартными условиями считаются температура среды $T_c = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давление среды $P_c = 0,101325\text{ МПа} = 760\text{ мм рт. ст.}$

Глава 6. Автоматизированные информационно-измерительные системы

6.1. Общие сведения

Аббревиатура АСКУЭ, появившаяся в обиходе энергетиков в начале 90-х гг. прошлого века, в общем случае расшифровывается как *автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов*. АСКУЭ представляет собой информационно-измерительную систему, предназначенную для автоматического сбора, обработки, хранения и представления пользователю данных о расходе тех или иных энергоресурсов.

В настоящее время общепринятой стала аббревиатура АИИС – *автоматизированные информационные измерительные системы*, включающие как коммерческие системы (АИИС КУЭ), так и технические системы (АИИС ТУЭ).

Основные требования и нормируемые метрологические характеристики систем приведены в документах РАО «ЕЭС России» [1].

Условная классификация современных АИИС приведена на рис. 12.

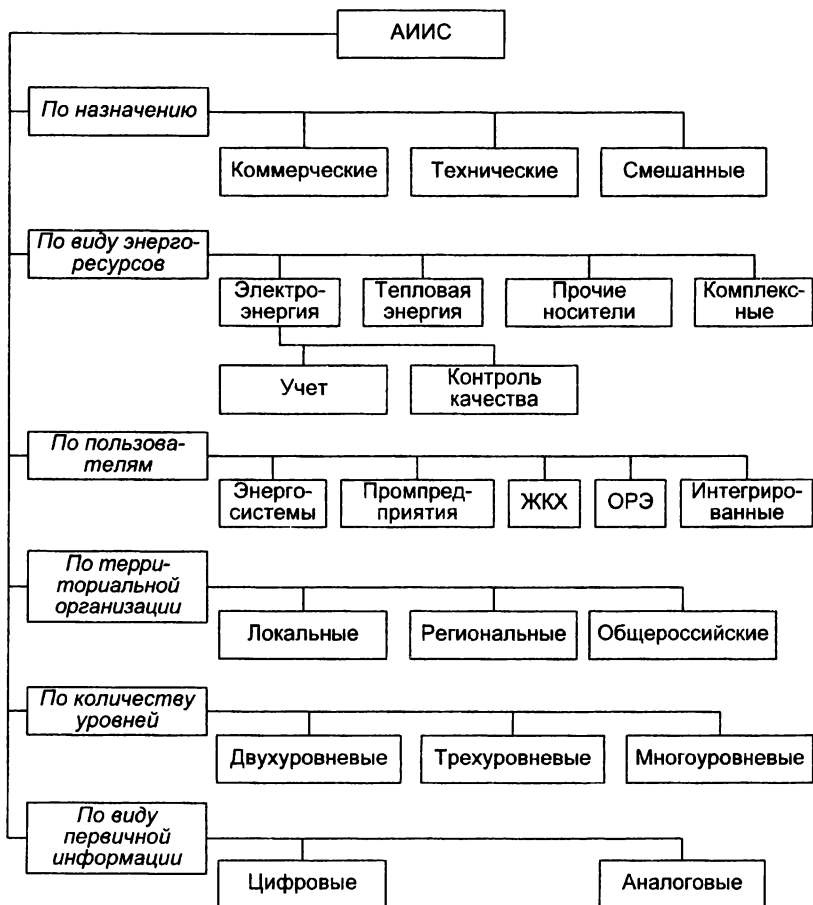


Рис. 12. Классификация АИИС:
ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии

АИИС предприятий создаются:

- для обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки (потребления);

- минимизации производственных и непроизводственных затрат энергоресурсов;

- для обеспечения безопасности энергоснабжения.

Достижение этих целей возможно благодаря решению следующих задач учета и контроля их параметров:

- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет всех энергоресурсов в целом по предприятию и его инфра- и интра-структурам;

- контроль энергопотребления по всем энергоносителям, точкам и группам учета в заданных временных интервалах (3 мин, 30 мин, зона, смена, сутки, расчетный период и т. д.) относительно заданных лимитов и режимных и технологических ограничений;

- фиксация отклонений контролируемых величин энергоучета и их оценка с целью облегчения анализа энергопотребления;

- сигнализация отклонений контролируемых величин за пределы допустимого диапазона с целью принятия оперативных решений;

- прогнозирование значений параметров энергоучета с целью планирования энергопотребления;

- автоматическое управление энергопотреблением на основе заданных критериев и включения-отключения приоритетных схем потребителей-регуляторов;

- формирование данных для проведения взаимных финансовых расчетов с поставщиками энергоресурсов и субабонентами.

Приведенный перечень задач имеет перспективный характер, так как большинство действующих АСКУЭ промышленных предприятий в силу своих структурных и функциональных ограничений решают только часть задач.

Для достижения поставленных целей и решения указанных задач АИИС должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- проведение измерений параметров энергоучета с требуемой точностью в реальном масштабе времени;

- формирование нормативно-справочной базы учета по каждой точке и группе (структуре) учета, тарифам, зонам, сменам и т. д.;

- сбор измерительной информации в автоматическом (по заданным периодам времени) и ручном (по запросу оператора) режимах;

- накопление данных энергоучета в базе данных с заданной временной дискретностью на требуемую глубину;

- обработка накопленных данных энергоучета. Под обработкой понимается выполнение операций по извлечению требуемой информации из базы данных, ее преобразование и представление в виде, удобном для отображения и документирования;

- отображение измерительной и расчетной информации в виде графиков, таблиц и ведомостей на мониторах автоматизированных рабочих мест пользователей;

- печатное документирование измерительной и расчетной информации в виде графиков, таблиц и ведомостей;

- сигнализация о внештатных ситуациях;

- автодиагностика аппаратных и программных средств;

- защита информации от несанкционированного доступа.

6.2. Коммерческие и технические АИИС

По назначению АИИС подразделяются на коммерческие и технические.

Коммерческие АИИС – системы, которые формируют данные, используемые в дальнейшем для производства взаимных финансовых расчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов.

Технические АИИС предназначены для контроля энергопотребления внутри отдельного предприятия по его подразделениям и объектам.

В связи с развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, обособлением их отдельных подразделений, возникновением самостоятельных, но связанных единой схемой энергоснабжения производств технический учет начинает приобретать черты коммерческого.

Поэтому АИИС коммерческого и технического учета могут быть выполнены как раздельно, так и в виде единой (смешанной) системы, когда часть технических средств технической АИИС ТУЭ, осуществляющая учет энергоресурсов на границах балансовой принадлежности энергохозяйства предприятия с энергоснабжающей организацией и субабонентами, образует коммерческую АИИС КУЭ.

Вследствие консервативности коммерческого учета коммерческие АИИС КУЭ создаются в соответствии с устоявшейся схемой энергоснабжения предприятия. Для них характерно относительно небольшое количество точек учета (как правило, это ввод предприятия и линии энергоснабжения субабонентов), на которых требуется установка приборов повышенной точности. Технические средства и программное обеспечение, на основе ко-

торых создаются коммерческие АИИС КУЭ, в обязательном порядке должны выбираться из числа включенных в Государственный реестр средств измерений РФ. Кроме того, технические средства системы коммерческого учета обязательно пломбируются, а параметры настройки программного обеспечения верхнего уровня защищаются от несанкционированного вмешательства системой паролей, что ограничивает возможности внесения в них и в схемы измерений каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия.

От коммерческой системы не требуется оперативного (в реальном масштабе времени) представления информации, поскольку данные коммерческого учета используются для проведения расчетов один раз после окончания расчетного периода (ежесуточно для контроля). Обязательным условием для коммерческой АИИС КУЭ является выполнение функции передачи данных об энергопотреблении предприятия в энергоснабжающую организацию.

Технический учет, в отличие от коммерческого, динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства, для него характерно значительное количество точек учета по отдельным подразделениям предприятия, на которых в целях экономии средств можно устанавливать приборы пониженной точности. Технические приборы учета не пломбируются энергосбытовой организацией, что позволяет потребителю вносить в схемы измерения необходимые оперативные изменения.

Однако от технических АИИС требуется, как правило, представление информации об энергопотреблении в реальном масштабе времени, что позволяет персоналу предприятия оперативно оценивать энергопотребление предприятия в целом и его отдельных подразделений для осуществления функций управления.

На относительно небольших предприятиях целесообразно создавать комплексные технические АИИС, т. е. предназначенные для автоматизированного учета как электропотребления, так и других видов энергоносителей (тепловая энергия, газ, холодная и горячая вода, пар, сжатый воздух и т. д.)

Проведение оперативного и ретроспективного анализа данных технической АИИС и сопоставление данных с технологической схемой производства предприятия позволяют выявить «слабые места» в энергопотреблении отдельных участков и производств, определять энергетическую составляющую себестоимости продукции на отдельных этапах производства и принимать необходимые меры по ее снижению.

Таким образом, техническая АИИС является необходимым инструментом при проведении на предприятии политики рационального энергоиспользования.

Стоимость создания технических АИИС (в пересчете на одну точку учета), как правило, существенно ниже стоимости коммерческой АИИС КУЭ.

До настоящего времени в электроэнергетике России существовали два рынка электроэнергии: Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности и потребительский (розничный) рынок в рамках каждого региона. В связи с принятием ряда федеральных законов, созданием НП «Администратор торговой системы»¹, разделением АО-энерго на генерирующие, сетевые и сбытовые компании началась организация свободного рынка электроэнергии.

Необходимым условием участия промышленного предприятия в оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ) является создание на этом предприятии АИИС КУЭ (АИИС КУЭ субъекта ОРЭ). Совершенно очевидно, что по определению такая АИИС КУЭ должна быть коммерческой. Однако требования к этим АИИС КУЭ на всех стадиях их создания и функционирования значительно жестче, чем к обычным коммерческим системам. Так, предъявляются повышенные требования:

- к измерительным комплексам учета электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения, электросчетчики и схемы их соединения);

- техническим и программным средствам;
- организации и достоверности передачи данных по каналам связи;
- хранению информации, защите ее от несанкционированного доступа;
- к порядку создания, ввода в эксплуатацию, функционирования и обслуживания.

Ужесточение указанных требований приводит к более высокой стоимости этих систем.

Поэтому при выходе на ОРЭ в качестве его субъекта целесообразно рассматривать не каждое отдельное предприятие холдинга, а холдинг в целом или его организационную структуру, ответственную за электроснабжение всех предприятий.

¹ Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» оптового рынка электроэнергии.

Участие предприятия в работе сектора свободной торговли оптового рынка электроэнергии предполагает создание на предприятии в течение двух лет коммерческой АИИС КУЭ, отвечающей требованиям рынка.

В то же время принятая сегодня модель рынка предполагает для его субъектов подачу администратору торговой системы ежедневных почасовых заявок «на сутки вперед». При этом отклонение от заявленного почасового потребления может приводить к существенному увеличению цены на электроэнергию, получаемую с рынка.

Очевидно, что составление грамотных почасовых заявок будет невозможным без достаточно точного прогнозирования электропотребления отдельных подразделений в соответствии с производственной программой и использования регулирования электропотребления предприятия с помощью потребителей-регуляторов.

Таким образом, для работы предприятия в условиях ОРЭ становится необходимой не только коммерческая АИИС КУЭ предприятия как субъекта ОРЭ, но и техническая АИИС ТУЭ, позволяющая прогнозировать энергопотребление предприятия и управлять им в режиме реального времени. В противном случае все выгоды от участия в ОРЭ могут быть упущены при некорректном формировании заявок на электропотребление.

6.3. Структура и схемы построения АИИС

Схемы построения АИИС динамично меняются в связи с научно-техническим прогрессом.

Первые системы, появившиеся около 20 лет назад, были двухуровневыми: первичные измерительные преобразователи – контроллеры. При этом контроллеры в максимальной степени выполняли функции обработки, отображения и документирования данных учета (например, контроллеры типа ИИСЭ-3 имели встроенные термопечатающие устройства).

С появлением в начале 1990-х гг. надежных и сравнительно дешевых зарубежных ПЭВМ стало возможным значительную часть функций по обработке, хранению, отображению информации снять с контроллеров и передать программному обеспечению ПЭВМ. Была создана традиционная на сегодняшний день трехуровневая АИИС (рис. 13), которая обеспечивает решение качественно новых задач энергоучета, а прежние задачи позволяет решать на более высоком уровне благодаря не только большой памяти и вы-

числительным возможностям ПЭВМ, но и средствам отображения и документирования (цветной монитор, графическая печать, звуковые эффекты).

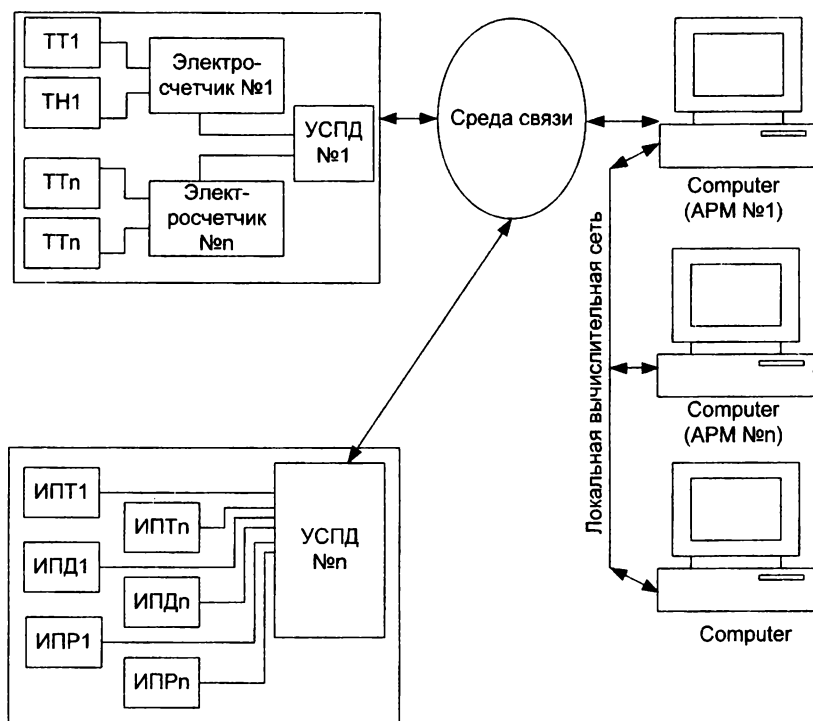


Рис. 13. Упрощенная функциональная схема трехуровневой АИИС:

ТТ – трансформатор тока; ТН – трансформатор напряжения;
УСПД – устройство сбора и передачи данных; ИПТ – измерительный преобразователь температуры; ИПД – измерительный преобразователь давления; ИПР – измерительный преобразователь расхода; АРМ – автоматизированное рабочее место

Дальнейший прогресс в области интегральной технологии позволил перенести часть функций, выполняемых контроллерами, непосредственно на «интеллектуальные» первичные измерительные преобразователи. Для таких преобразователей трехуровневая система АИИС может быть трансформирована в двухуровневую: первичные измерительные преобразователи – ПЭВМ. Здесь сбор данных с точек учета ведется через определенную среду связи и поступает непосредственно в ПЭВМ (например, все «интеллекту-

альные» электросчетчики «ЕвроАльфа» подключаются к ПЭВМ по интерфейсу RS-485 с использованием одной четырехпроводной линии связи).

Однако такой способ организации АИИС связан с большими финансовыми затратами на приобретение дорогих «интеллектуальных» первичных измерительных преобразователей.

Современные АИИС в большинстве случаев строятся по трехуровневому принципу, при котором:

- объектами первого (нижнего) уровня являются первичные измерительные преобразователи, формирующие первичную измерительную информацию в виде тех или иных электрических сигналов;
- объектами второго уровня являются контроллеры (устройства сбора и передачи данных), осуществляющие прием данных от первичных измерительных преобразователей, их первичную обработку, временное хранение и передачу на верхний уровень;
- объектами верхнего уровня является центральное вычислительное устройство (ПЭВМ) со специализированным программным обеспечением, сервер базы данных АИИС, хранящий результаты измерений, а также автоматизированные рабочие места пользователей АИИС, объединенные с сервером локальной вычислительной сетью.

В частном случае построения АИИС для учета электрической энергии в качестве первичных измерительных преобразователей выступает традиционный измерительный комплекс учета, состоящий из измерительных преобразователей тока и напряжения и электросчетчика, имеющего импульсный (телеметрический) или цифровой выход.

Обмен данными между уровнями АИИС производится по каналам связи, в качестве которых могут использоваться:

- выделенные физические линии;
- коммутируемые каналы АТС (автоматизированной телефонной станции);
- линии GSM-связи;
- высокочастотные каналы связи по линиям электропередач;
- УКВ-радиоканалы;
- оптоволоконные каналы связи.

В понятие канала связи входят не только линии связи, но и обслуживающее их оборудование (модемы, радиомодемы, аппаратура частотного уплотнения, преобразователи интерфейсов и т. д.).

Развитие телекоммуникаций и глобальной сети Интернет сделало возможным объединение отдельных локальных АИИС в интегрированные системы регионального и даже общегосударственного уровня. В качестве первых могут служить АИИС региональных энергосистем, создаваемые на базе АИИС отдельных сетевых предприятий и энергетических объектов, а в качестве второй – создаваемая в настоящее время интегрированная АИИС оптового рынка электрической энергии и мощности.

Обмен данными между первым и вторым уровнями АИИС происходит, как правило, с использованием выделенных физических линий, по которым результаты измерений первичных измерительных преобразователей передаются в виде электрических сигналов, уровень которых соответствует результатам измерений.

Обмен данными между средним и верхним уровнями АИИС осуществляется по каналам связи, которые обычно определяются конкретными условиями построения системы. При этом, как правило, используются стандартные интерфейсы передачи данных, наиболее распространенными из которых являются «токовая петля», RS-232 и RS-485. Обмен данными должен производиться на согласованных между приемником и передатчиком скоростях и в определенных форматах, которые определяются протоколами (правилами). До настоящего времени разработчики АИИС не имеют нормативных документов, регламентирующих требования к протоколам передачи данных. Поэтому довольно часто интеграция технических и программных продуктов различных разработчиков в единую систему сопряжена с дополнительными трудностями по их доработке.

Создание АИИС конкретного предприятия должно проводиться при четком определении специалистами предприятия и его руководителями тех задач, которые они ставят перед автоматизированной системой. От этого во многом зависят структура системы, выбор технических и программных средств, а в конечном итоге размер затрат на ее создание.

6.4. Экономическая эффективность АИИС

Общепринятой (единой) методики расчета экономической эффективности от внедрения собственно АИИС нет и не может быть. Необходимо понимать, что эффект достигается за счет не установки и запуска в работу дополнительной дорогостоящей техники, а разработки и внедрения орга-

низационно-технических мероприятий и управленческих решений, для которых необходимы формируемые АИИС данные.

На сегодняшний день АИИС предприятия является тем жизненно необходимым инструментом, без которого невозможно грамотно решать проблемы цивилизованных расчетов за энергоресурсы с их поставщиками, непрерывной экономии энергоресурсов и снижения доли затрат в себестоимости продукции.

Приступая к созданию АИИС на конкретном предприятии, необходимо представлять, где и как будет использоваться информация, ежедневно и ежедневно формирующаяся при ее работе. АИИС ТУЭ должны строиться на основе конкретной схемы энергоснабжения предприятия, его цехов и подразделений и их энергоемкости, поскольку структура системы, состав и количество технических средств, а следовательно, и материальные затраты на создание АИИС должны полностью соответствовать задачам конкретного производства.

Согласно общим оценкам, величина экономического эффекта от использования формируемой АИИС информации на промышленных предприятиях составляет от 10 до 30% от стоимости годового энергопотребления, а затраты на создание системы окупаются за 2–3 квартала.

Энергопотребление промышленного предприятия складывается обычно из двух составляющих: базовой и организационно-технологической (табл. 7).

Таблица 7

Составляющие энергопотребления

Базовая составляющая энергопотребления	Организационно-технологическая составляющая, в т. ч.
	<ul style="list-style-type: none">• Договорная часть• Тарифная часть• Режимно-тарифная часть• Технологическая часть• Личностная часть

Величина базовой составляющей определяется энергоемкостью установленного технологического оборудования, и ее уменьшение требует, как правило, замены устаревшего энергоемкого оборудования и технологических процессов более современными и менее энергоемкими. Это связано с привлечением крупных инвестиций на модернизацию производства.

Поэтому при создании АИИС необходимо прежде всего обратить внимание на возможность минимизации *организационно-технологической составляющей* энергопотребления, которая состоит из энергетических и финансовых потерь, уменьшение которых не требует значительных материальных затрат, но дает быстрый практический эффект. Актуальность минимизации этой составляющей остается и после сокращения базового энергопотребления в результате модернизации производства.

На большинстве промышленных предприятий организационно-технологическая составляющая состоит обычно из пяти частей (договорной, тарифной, режимно-тарифной, технологической, личностной), каждой из которых соответствует своя часть непроизводительных материальных затрат.

На договорную часть влияют расчеты за энергоресурсы не по фактическим, а по договорным и, как правило, завышенным значениям электропотребления, что приводит к финансовым потерям потребителя. Эта часть составляющей сводится к нулю при внедрении АСКУЭ коммерческого учета.

Тарифная часть обусловлена расчетами за энергоресурсы по фактическим значениям энергопотребления, но не по самому выгодному для потребителя тарифу из-за отсутствия учета, способного реализовать этот тариф. Эта часть также сводится к нулю при внедрении АСКУЭ коммерческого учета, способной отслеживать любые действующие (и перспективные) тарифы.

Режимно-тарифная часть связана с возможностью изменения временных графиков работы энергоемкого оборудования и, следовательно, с изменением графика нагрузки предприятия в течение временных зон суток (пик, полупик, ночь) при различных зонных тарифах. Эта часть существенно минимизируется при внедрении АИИС как коммерческого, так и технического учета, данные которой позволяют проводить анализ состава нагрузок и управлять энергопотреблением с использованием потребителей-регуляторов.

На технологическую часть влияют нарушения технологических режимов работы оборудования и невозможность контроля за их соблюдением. Эта часть сводится к минимуму при внедрении технической АИИС ТУЭ в цехах, на участках и энергоемких установках и при введении нормирования энергопотребления.

Личностная часть обусловлена использованием персоналом оборудования в личных целях и его безразличным отношением к энергопотерям

разных видов. Эта часть также минимизируется при введении удельных норм расхода и организации материальной заинтересованности персонала в результатах энергосбережения по данным технической АИИС ТУЭ.

Для каждого отдельного предприятия характерна своя структура организационно-технологической составляющей энергозатрат, но указанные выше пять ее составных частей в той или иной мере имеют место на каждом предприятии. Поэтому рекомендации по созданию или совершенствованию системы учета на конкретном предприятии могут быть сделаны только после проведения детального энергетического обследования.

Очевидно, что разработка состава и содержания организационно-технических мероприятий, направленных на энергосбережение на основе данных, формируемых АИИС, так же как и определение структуры АИИС и глубины охватываемого ей учета, не могут быть выполнены силами только отдела (управления) главного энергетика без участия технологических служб, планово-экономического отдела и других заинтересованных подразделений.

На каждом предприятии должна быть создана система автоматизированного учета, позволяющая фиксировать расход энергоресурсов по каждой структурной единице предприятия. Однако для создания такой АИИС требуются значительные капитальные вложения, что невозможно на сегодняшний день для большинства предприятий. В связи с этим на предприятии может осуществляться программа поэтапной реализации неразрывно связанных задач по минимизации энергозатрат и созданию АИИС как необходимого инструмента энергосбережения, позволяющего учитывать первоочередные потребности сегодняшнего дня, перспективу развития и реальные финансовые возможности.

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите совокупность приборов, составляющих измерительный комплекс учета электроэнергии переменного тока.
2. По каким критериям классифицируются трехфазные счетчики электрической энергии?
3. Назовите основные недостатки индукционных электросчетчиков.
4. Перечислите основные показатели качества электроэнергии.
5. Какой теплосчетчик называется составным?

6. Дайте характеристику основным способам измерения температуры.
7. По каким признакам классифицируют преобразователи давления?
8. Как классифицируются расходомеры по принципу действия?
9. Какие документы необходимы для приборов, используемых для построения узлов коммерческого учета тепловой энергии?
10. Какие параметры учета газа должны определяться на каждом узле учета с помощью средств измерений?
11. Определите назначение технической АИИС.
12. Перечислите каналы связи, которые могут использоваться в АИИС.
13. Что означает трехуровневый принцип построения АИИС?

Раздел 3.

АНАЛИЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Глава 7. Анализ потребления топливно-энергетических ресурсов

7.1. Методы и схема анализа потребления энергоресурсов

Анализ фактического энергопотребления должен осуществляться на основании фактических достоверных данных о потреблении энергоресурсов и оценки эффективности этого процесса. Такого рода информация может быть получена в результате проведения одного из видов энергетического обследования (энергоаудита) предприятия, выполненного в соответствии с требованиями Закона РФ «Об энергосбережении».

Вся информация, полученная при обследовании, является исходным материалом для анализа эффективности использования энергоресурсов на предприятии. Методы анализа выбираются в зависимости от особенностей предприятия, его технологических процессов, систем энергоснабжения, состава оборудования и других факторов.

В общем случае методы анализа эффективности энергопотребления подразделяются на физические и финансово-экономические методы.

Физический анализ предусматривает использование физических величин в натуральных измерителях для определения показателей энергоиспользования на основе физических законов и установленных методик.

Целью физического анализа является количественное определение и качественная оценка показателей и характеристик потребления топливно-энергетических ресурсов.

При физическом анализе обычно выполняются следующие работы:

- для объектов анализа (предприятие, здание, технологическая линия и т. п.) определяется распределение всех потребленных энергоносителей по их видам в единой системе измерений;
- выделяются и классифицируются по степени влияния факторы, воздействующие на потребление ТЭР;
- рассчитывается абсолютное и удельное (по отношению к фактору влияния) энергопотребление по отдельным объектам и видам ТЭР;
- рассчитанные удельные (или относительные) показатели энергопотребления сравнивают с базовыми значениями данного показателя (мировые, отраслевые, проектные и т. п.);

- определяют прямые и косвенные потери используемых энергоресурсов;
- выявляются объекты и системы, наиболее неблагоприятные с точки зрения эффективности использования ТЭР.

Финансово-экономический анализ проводится параллельно с физическим с целью экономического обоснования его выводов и мероприятий, направленных на повышение эффективности использования ТЭР, снижения затрат предприятий на энергообеспечение, а также оценки влияния энергетической составляющей себестоимости на экономические показатели деятельности предприятия.

При выполнении финансово-экономического анализа обычно выполняются следующие работы:

- определяется распределение затрат на энергоносители по всем объектам энергопотребления и видам ТЭР;
- оцениваются прямые потери в денежном выражении;
- определяются и анализируются обобщенные экономические показатели деятельности предприятия в зависимости от показателей эффективности энергопотребления.

Экономические критерии и их анализ являются базой для обоснованного выбора и финансирования энергосберегающих мероприятий и проектов на предприятии.

Рекомендуемая схема анализа эффективности использования ТЭР на предприятии приведена на рис. 14. Весь процесс анализа можно разбить на два основных этапа.

На **первом этапе** при ограниченных ресурсах времени и средств рекомендуется выполнение целевых обследований по видам и направлениям использования энергоресурсов, а также проведение диагностических обследований наиболее энергоемких процессов и объектов энергохозяйства.

Проведение подобных обследований включает:

- опрос специалистов, связанных с обслуживанием и эксплуатацией выбранных объектов, их отношение к проблемам энергосбережения. В частности, необходимо выяснить, что было предпринято ранее предприятием в отношении энергосбережения и имеются ли планы на будущее;
- всесторонний анализ проектной и производственной документации, отражающей технические характеристики оборудования и технологические особенности происходящих процессов;
- фактографическое исследование организационных условий эксплуатации энергетических объектов;
- проведение энерготехнологических испытаний оборудования.



Рис. 14. Структурная схема анализа и оценки энергоиспользования

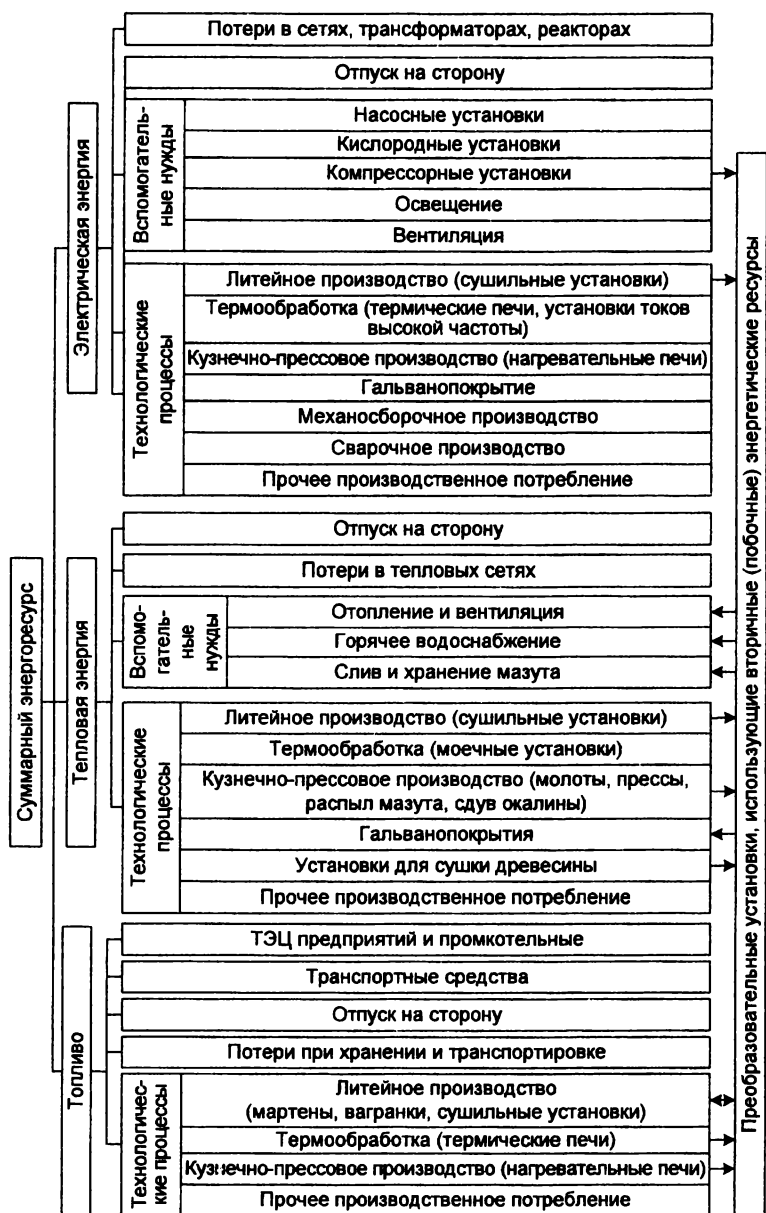


Рис. 15. Схема энергетических потоков машиностроительного предприятия

Для проведения анализа по изысканию резервов определяются направления энергетических потоков (рис. 15).

В схеме выделены наиболее энергоемкие участки и установки, подлежащие специальному рассмотрению при анализе эффективности энергоиспользования на предприятии. К числу энергоемких в первую очередь должны быть отнесены потребители, суммарное энергопотребление которых составляет 50–70 % годового расхода энергоресурсов предприятия и его структурных подразделений (число их обычно не превышает 10–20 % от общего количества).

Очередность обследования и анализа устанавливается исходя из энергоемкости элемента (определяется наиболее энергоемкий цех, в нем – наиболее энергоемкий участок, в котором находится наиболее энергоемкая установка).

Для более полного вскрытия резервов экономии энергоресурсов необходим структурный анализ энергетического потока с момента поступления энергии на предприятие до ее использования в производственных условиях (в производственных установках включительно).

Схему энергетических потоков обычно создают, проводя дополнительные измерения в узловых точках предприятия с помощью стационарных или переносных приборов. Довольно часто схема основывается не на измерениях, а на расчетах (например, когда известны номинальная мощность и годовая наработка двигателей, общее потребление ими электроэнергии легко рассчитать).

Ее следует дополнять сопроводительной запиской, включающей:

- виды и параметры используемых энергоносителей и источники покрытия потребностей в энергоресурсах, в том числе состояние использования ВЭР;
- состояния системы учета, контроля и регулирования расхода энергоресурсов и энергоносителей;
- энергетические параметры технологических процессов и установок;
- объемы и номенклатуру выпускаемой продукции с выделением наиболее энергоемких ее видов;
- уровни энергопотребления;
- оценку энергетической составляющей в себестоимости продукции.

Выявление резервов экономии энергоресурсов может быть успешно осуществлено на основе исследований технологических процессов с использованием энергетического баланса.

Построение энергобалансов на предприятии сопряжено с определенными трудностями, поэтому важно подчеркнуть *организационно-технические предпосылки* для осуществления этой работы:

1. Организация дифференцированного и точного учета расхода ТЭР в цехах, на генерирующих и преобразовательных установках предприятия, для чего необходимо иметь:

- точные схемы учета (коммерческого и технического) и снабжения предприятия и его цехов всеми видами ТЭР, в том числе и местными;
- параметры распределительных сетей электро- и теплоэнергии;
- схемы технологических звеньев цехов и параметры технологических режимов агрегатов;
- справочные данные энергооборудования.

2. Наличие собственной лабораторной базы, обеспечивающей:

- возможность проведения с помощью переносных приборов замеров расхода ТЭР в тех точках схемы энергоснабжения, где отсутствуют стационарные приборы;
- проведение простейших выборочных испытаний оборудования.

При оценке качества системы внутризаводского (технического) учета расхода ТЭР можно ориентироваться на необходимость установки приборов учета и контроля ТЭР на объектах при следующих минимальных суточных уровнях их потребления: электроэнергия – 0,8–1,0 МВт · ч; тепловая энергия – 5,0–6,0 Гкал; природный газ – 0,9–1,0 тыс. м³; мазут – 0,8–1,0 т у.т.; уголь – 2,0–2,5 т у.т.

Эффективность энергоучета определяется его целесообразной дифференциацией для различных внутризаводских потребителей и достигается обоснованным установлением состава объектов внутрипроизводственного учета и областей применения приборного и расчетного способов учета, получением по каждому из объектов и системы в целом учетной информации, соответствующей требованиям предприятия.

Наиболее объективной, оперативной и дающей возможность активно влиять на процесс энергосбережения является приборная составляющая системы учета.

В качестве общего принципа размещения приборов учета и контроля расхода ТЭР следует рассматривать их установку во всех узлах и разветвлениях схемы энергоснабжения, на входе в каждый цех и у потребителей, расходующих порядка 70–80 % годового объема ТЭР участка, цеха и предприятия в целом.

На **втором этапе** определяются резервы экономии ТЭР, для чего необходимо выявить качественную сторону фактического состояния использования каждого вида энергоносителя:

1. Провести анализ обобщенных энергоэкономических показателей по рассматриваемому предприятию в динамике за период не менее 3–5 лет, выявить тенденции их изменения и сравнить их с тенденцией изменения аналогичных отраслевых показателей в стране и на родственных предприятиях.

Система энергоэкономических показателей предприятия должна охватывать:

- энерговооруженность труда, т у.т./чел.;
- электровооруженность труда по энергии, кВт · ч/чел.;
- электровооруженность труда по мощности, кВт/чел.;
- энергоемкость основных производственных фондов, т у.т./р.;
- электроемкость основных производственных фондов, кВт · ч/р.;
- теплэлектрический коэффициент, Гкал/кВт · ч;
- электротопливный коэффициент, кВт · ч/т у.т.

Анализ энергоэкономических показателей позволит дать характеристику:

- тенденциям и специфике развития производства;
- степени эффективности использования энергоресурсов.

Энергоэкономические показатели анализируют как в целом по предприятию, так и по его подразделениям, имея в виду их взаимодополняемость.

Анализ тенденций изменения обобщенных энергоэкономических показателей следует проводить совместно с анализом производительности труда, рентабельности и фондовооруженности предприятия, которые в нормальных условиях его работы должны иметь тенденцию к росту.

Этот анализ следует начинать с показателей более высокого уровня иерархии (предприятия).

2. Провести анализ системы нормируемых и фактических удельных расходов ТЭР на производство продукции, установить степень их достоверности в зависимости от состояния системы учета энергоресурсов. Определение эффективности использования ТЭР проводится путем сравнения фактических показателей энергоиспользования с нормативными. Нормы удельного расхода энергии можно считать критерием оценки эффективности энергоиспользования и фактором, стимулирующим рациональное расходование энергоресурсов.

При анализе состояния нормирования выявляется степень охвата им расхода топлива и энергии по энергоемким производствам и в целом по предприятию, указываются основные методы, применяемые при разработке удельных норм расхода энергоресурсов на энергоемкую продукцию. Нормы сравниваются с лучшими отраслевыми данными заводов, определяется динамика их изменения по основным энергоемким технологическим процессам за 3–5 лет. Анализируются причины отклонения норм и разрабатываются мероприятия по их устранению.

3. Провести анализ эффективности использования ВЭР. Необходимо определить не только их интегральную величину за исследуемый период времени, но и режим поступления от каждого энергетического агрегата, а также условия утилизации вторичной энергии. Вслед за этим устанавливается очередность реализации мероприятий по утилизации ВЭР. Как правило, сначала целесообразно использовать такие ВЭР, утилизацию которых легко осуществить технически при минимальных затратах. В конце списка должны стоять мероприятия, требующие разработки новых схем, оборудования и повышенных затрат на реализацию.

Составной частью работ второго этапа является определение влияния мер экономии ТЭР на результаты хозяйственной деятельности предприятия. Для этого выявленные резервы экономии ТЭР необходимо сгруппировать по направлениям улучшения энергоэффективности и определить приоритетность их внедрения.

С помощью *методов экспертных оценок* приоритетность направлений улучшения энергоэффективности следует оценивать с двух сторон:

- с точки зрения объема возможной, но пока не реализованной экономии ТЭР;
- с точки зрения достижения экономии за счет минимальных затрат.

Наиболее предпочтительным для этих целей представляется *метод парных сравнений*.

Далее, оценивая влияние экономии топливно-энергетических ресурсов на конечные показатели деятельности предприятия, определяют приоритетность внедрения мероприятий в рамках этих направлений. В ходе выполнения этой оценки могут потребоваться дополнительные измерения и консультации со специалистами предприятия для составления отчета о выявленных возможностях экономии энергии на данном предприятии, а также перечня

технических предложений, которые обеспечат наибольшую и скорейшую выгоду. Для этого следует выбрать оборудование, на котором будут проводиться мероприятия, и выявить те недостатки в его работе, которые следует устранить; предложить решение проблемы; определить затраты и сбережения и рассчитать период окупаемости.

При необходимости отчет может включать более детальную проработку проектов по таким предложениям.

Энергетический аудит по предлагаемой схеме дает хорошие предпосылки для внедрения на предприятиях системы энергетического менеджмента.

7.2. Классификация потерь ТЭР

Потери энергии и энергоносителей классифицируют по ГОСТ Р 51387–99 «Нормативно-методическое обеспечение. Энергосбережение» следующим образом:

1) *по области возникновения*:

- при добыче;
- хранении;
- транспортировании;
- переработке;
- преобразовании;
- использовании;
- при утилизации;

2) *физическому признаку и характеру*:

• потери тепла в окружающую среду с уходящими газами, технологической продукцией, технологическими отходами, уносами материалов, охлаждающей водой и т. п.;

• потери электроэнергии в трансформаторах, дросселях, токопроводах, электродах, линиях электропередач, энергоустановках и т. п.;

• потери с утечками через неплотности;

• гидравлические – потери напора при дросселировании, потери на трение при движении жидкости (пара, газа) по трубопроводам;

• механические – потери на трение подвижных частей машин и механизмов;

3) *по причинам возникновения*:

- вследствие конструктивных недостатков оборудования;

- в результате не оптимально выбранного технологического режима работы;

- из-за неправильной эксплуатации агрегатов;

- в результате брака продукции и т. п.

Потери энергетических ресурсов с увеличением технологической энергоемкости продукции и услуг возможны, как правило, по следующим причинам:

- неправильное применение и (или) недогрузка основного технологического оборудования;

- нарушение персоналом технологических регламентов производства продукции, оказания услуг и другие бесхозяйственные потери;

- несоответствие среды внутри производственных помещений установленным технологическим требованиям по нормальным климатическим условиям функционирования основного оборудования;

- несоблюдение требований по сертификации качества электрической энергии на соответствие ГОСТ 13109;

- методические погрешности расчетов энергобалансов в соответствии с ГОСТ 27322;

- нарушение требований нормативных документов по охране окружающей среды;

- нарушение требований нормативных документов по обеспечению единства измерений и проведения испытаний согласно ПР 50.2.009;

- неквалифицированное документирование результатов оценки технологической энергоемкости;

- неиспользование или недоиспользование вторичных энергетических ресурсов.

Характеристика возможных потерь энергоресурсов и направления их снижения как на стадиях жизненного цикла продукции, так и при оказании услуги представлена в ГОСТ Р 51750–2001 «Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах».

1. Неправильное применение и (или) недогрузка основного технологического оборудования приводят к непосредственным потерям ТЭР в технологических процессах, особенно при производстве электроэнергии заданного качества. Кроме того, увеличивается энергетическая составляющая в себестоимости продукции, вследствие чего ухудшаются общие экономические показатели деятельности предприятия.

2. Для уменьшения потерь ТЭР в технологическом цикле необходимо подавать их потребителям в строгом соответствии с действительными, а не расчетными нагрузками, что зависит от обученности (компетентности) и добросовестности обслуживающего персонала. Для уменьшения бесхозяйственности необходимо снижать потери ТЭР, скрываемые в допуске-мом небалансе (погрешности) учета.

Эта погрешность должна быть четко установлена и подтверждена Государственным метрологическим органом в установленном порядке, т. е. бухгалтерские программы расчетов суммарной стоимости объема выпуска электроэнергии должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.563 с учетом условий измерений согласно ГОСТ 8.395.

3. К потерям от несоответствия среды внутри производственных помещений установленным технологическим требованиям по нормальным климатическим условиям функционирования основного оборудования относятся перегрузки оборудования и рост технологической энергоемкости.

4. Особое внимание должно быть уделено соблюдению требований к качеству электрической энергии (ГОСТ 13109) применительно к конкретным технологическим энергетическим системам, что должно подтверждаться сертификационными испытаниями.

5. Потери при расчетах энергобаланса ведут к снижению получения возможной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники, технологий и соблюдении требований к охране окружающей техногенной среды потребителем ТЭР (индивидуальным пользователем или юридическим лицом).

6. К потерям от нарушения требований нормативных документов по охране окружающей среды относятся штрафные санкции за превышение значений предельно допустимых выбросов и сбросов, предельного количества отходов, находящихся на территории предприятия, что установлено в действующих природоохранных нормативных документах и документах Госкомсанэпиднадзора России.

7. К потерям от нарушений метрологического характера относятся отсутствие на входе и выходе технологических энергетических систем счетчиков ТЭР, а также превышение погрешностей от заданных в технической документации у имеющихся средств измерений, в том числе счетчиков электрической, тепловой энергии (в том числе горячей воды).

8. К потерям из-за методических погрешностей расчетов относятся ошибки в определении:

- норм выработки, потребления электроэнергии, тепловой энергии, топлива для производства продукции и оказания услуг;
- норм потерь в технологии производства электроэнергии, тепловой энергии, топлива для производства продукции и оказания услуг;
- назначенных и измеренных общих объемов использования электроэнергии, тепловой энергии, топлива для производства продукции и оказания услуг.

Для снижения потерь ТЭР и финансовых ресурсов необходимо следить, чтобы ошибки расчетов норм выработки и технологических потерь ТЭР были равны точности инженерных расчетов и не превышали суммарно 5 %.

9. К потерям от некачественного документирования результатов оценки энергоемкости относится недоучет расхода электроэнергии для собственных нужд ТЭЦ, поскольку их показания вычитаются из общего объема выпуска электроэнергии при вычислении общего коммерческого отпуска электроэнергии ТЭЦ потребителям через сети передачи.

10. Потери от неиспользования или недоиспользования вторичных энергетических ресурсов, которые можно восполнить, если применить современные высокие технологии. Например, из 1 т мусора можно получить:

- 620 кг топлива, по калорийности соответствующего 300 л мазута;
- 150 кг строительных материалов (песка, щебня, камня, измельченного стекла и др.);
- 20 кг цветных и черных металлов, с использованием которых энергоемкость вторичной продукции из них значительно снижается;
- 65 кг пластмасс;
- 100 кг макулатуры (при производстве бумаги в США используется до 20 % макулатуры);
- 5 кг химических солей, используемых в промышленности и лабораториях.

7.3. Понятие об эффективности использования ТЭР

В нормативно-методической литературе приведены понятия «эффективное использование энергоресурсов» и «рациональное использование энергоресурсов». Понятия достаточно близкие, но имеющие различное со-

держание. Рассмотрим эти понятия в соответствии с ГОСТ Р 51387–99 «Нормативно-методическое обеспечение. Энергосбережение».

Эффективное использование энергетических ресурсов – достижение экономически оправданной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологии и соблюдении требований к охране окружающей среды.

Рациональное использование ТЭР – использование топливно-энергетических ресурсов, обеспечивающее достижение максимальной при существующем уровне развития техники и технологии эффективности, с учетом ограниченности их запасов и соблюдения требований снижения техногенного воздействия на окружающую среду.

Экономия ТЭР – сравнительное в сопоставлении с базовым, эталонным значением сокращение потребления ТЭР на производство продукции, выполнение работ и оказание услуг установленного качества без нарушения экологических и других ограничений в соответствии с требованиями общества.

Понятие «рациональное использование ТЭР» является наиболее общим по сравнению с другими понятиями и включает:

- выбор оптимальной структуры энергоносителей, т. е. оптимального количественного соотношения различных используемых видов энергоносителей в установке, на участке, в цехе на предприятии, в регионе, отрасли, хозяйстве – в зависимости от рассматриваемого уровня энергобаланса;
- комплексное использование топлива, в том числе отходов топлива в качестве сырья для промышленности (например, использование золы и шлаков в строительстве);
- комплексное использование гидроресурсов рек и водоемов;
- учет возможности использования органического топлива (например, нефти, газа) в качестве ценного сырья для промышленности;
- комплексное исследование экспортно-импортных возможностей и других структурных оптимизаций.

При анализе эффективности расходования ТЭР на предприятии всегда рассчитываются различные показатели энергетической эффективности.

Показатель энергетической эффективности – абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.

Показатели экономичности энергопотребления индивидуальны для различных видов изделий. Они характеризуют совершенство конструкции данного вида изделия и качество его изготовления. Например:

- абсолютный показатель – годовой объем потребления электроэнергии агрегатом при работе в номинальном режиме;
- удельный показатель – удельный расход топлива на теплоэлектростанциях на производство 1 кВт · ч электроэнергии;
- относительный показатель – КПД энергопотребляющего агрегата (котлоагрегат, электродвигатель).

В качестве показателей экономичности энергопотребления, как правило, следует выбирать удельные показатели.

7.4. Мониторинг использования ТЭР

Современный термин «мониторинг» обозначает наблюдение, анализ и оценку состояния какого-либо объекта, а также прогнозирование его изменения.

В настоящее время как органы власти регионов, так и энергетические службы предприятий не располагают всеми данными, необходимыми для комплексного решения задач, возникающих в процессе поиска, оценки и реализации резервов энергосбережения. Одна из причин этого заключается в том, что остается неизвестным фактическое потребление энергии многими промышленными установками, поскольку оно не измеряется и, следовательно, его нельзя сравнить с нормативным расходом.

Действующая в настоящее время система учета позволяет лишь констатировать изменения в режимах выработки и потребления энергии и практически исключает возможность оперативного вмешательства. Кроме того, она не дает возможности организовать экономически обоснованную систему взаиморасчетов за использование энергоресурсов как между энергопроизводителями и потребителями ТЭР, так и между отдельными цехами и производствами предприятий.

Существующую систему ведения учета, удовлетворяющую потребности предприятия лишь при сравнительно больших сроках взаимной отчетности (квартал, год) в условиях стабильно развивающейся экономики, можно было бы отчасти принять. Современная же экономическая ситуация делает ее непригодной.

Недостатки системы учета определяют в значительной степени и фактическое состояние нормирования энергопотребления на предприятиях: на большинстве из них отсутствуют научно и технически обоснованные нормы расхода ТЭР даже на наиболее энергоемкие процессы и операции, что, естественно, не позволяет контролировать потребление энергии на тех участках производства, которые оказывают решающее влияние на общие результаты энергоиспользования.

Рост цен и тарифов на энергоресурсы и невозможность бесконечно компенсировать увеличение энергетической составляющей себестоимости продукции повышением ее цены приводят к необходимости решения вопроса создания современной *системы учета, контроля и регулирования расхода ТЭР*.

Основные задачи, которые должна выполнять подобная система:

- осуществление эффективных хозяйственных отношений между энергоснабжающей организацией и энергопотребителями;
- оперативное управление использованием энергоресурсов, составление и анализ энергобалансов предприятий по фактической структуре энергопотребления;
- организация контроля установленных планов и норм расхода ТЭР внутри предприятий;
- определение фактического уровня полезного использования энергии, выявление путей его повышения;
- совершенствование хозяйственного механизма на предприятиях;
- разработка и внедрение научно обоснованных норм расхода ТЭР;
- точное определение и анализ энергетической составляющей себестоимости различных видов продукции, выпускаемой предприятиями;
- организация действенной системы материального стимулирования работников предприятий за рациональное использование и экономию ТЭР.

Требованием сегодняшнего дня становится формирование *системы мониторинга энергоэффективности* на основе компьютерной технологии анализа и прогноза динамики изменения энергоэффективности крупных промышленных потребителей, позволяющей решить указанные выше задачи.

Систему мониторинга энергоэффективности наиболее просто реализовать в промышленности, так как она является энергоемким потребителем энергии, легче поддается государственному и территориальному регулированию через систему налогов, законов, дотаций и пр.

Технически вопросы мониторинга решаются при наличии полной и достоверной информации об энергопотреблении в узлах и на периферии системы энергоснабжения путем установки соответствующего компьютеризованного оборудования и средств оргтехники, организации каналов связи, создания эффективной «горизонтальной» схемы управления энергосбережением на уровне региона, города и осознания необходимости проведения такой работы.

Разработка и внедрение системы мониторинга энергоэффективности позволяют:

- усовершенствовать аналитические методы обследования предприятий;
- сформировать на персональных компьютерах базы данных результатов обследования потребителей энергии;
- разработать процедуры автоматизированного анализа и выдачи информации об эффективности энергоиспользования на основе компьютерных технологий.

Система мониторинга энергоэффективности также позволит осуществлять информационное обеспечение следующих управленческих задач, решаемых генерирующими, сетевыми компаниями и органами власти регионов в современных условиях:

- прогнозирование спроса на электрическую и тепловую энергии (мощность) с периодической корректировкой прежних прогнозных оценок;
- разработка договорных тарифов на электро- и теплоэнергию и контроль условий и результатов их применения потребителями;
- формирование программ управления спросом на энергию и мощность (управление нагрузкой промышленного предприятия, общая рационализация энергопотребления, повышение эффективности отдельных видов оборудования), а также контроль за ходом выполнения программ;
- разработка и обеспечение функционирования механизма стимулирования рационального энергопотребления, включающего набор поощрений и экономических санкций к потребителям.

Наиболее общей стратегической задачей, решаемой посредством создания системы мониторинга энергоэффективности, являются разработка и реализация инвестиционной политики компаний.

Использование показателей энергоэффективности в управленческих решениях должно производиться по трем основным направлениям:

- определение резервов рационализации и направлений их реализации;

- систематический контроль за осуществлением мероприятий и оценка их результативности;

- разработка и совершенствование методов стимулирования потребителей и производителей энергии.

Наиболее достоверным источником информации являются инструментальные средства, но, поскольку установить датчики на каждый технологический агрегат (производящий, распределяющий или потребляющий энергию) невозможно, приходится идти на сочетание инструментальных и аналитических средств мониторинга.

Разработка функциональной структуры мониторинга энергоэффективности заключается в выделении в отдельный блок тех энергоприемников предприятия, нагрузкой которых можно управлять (управление заключается в формировании значений показателей режима энергопотребления конкретного энергоприемника в момент принятия решения о регулировании нагрузки).

Таким образом, функциональная структура мониторинга включает в себя блок принятия решений по управлению и блок управления мониторингом. Последний может воздействовать на элементы системы энергоснабжения (отключить, включить, переключить) и элементы электромеханической системы объекта мониторинга (регулировать технологические показатели: температуру, давление, расход и т. п.).

Упрощенный алгоритм внедрения мониторинга энергоэффективности на предприятии приведен на рис. 16.

Планирование графика нагрузки отдельного объекта мониторинга (энергоприемника) на контролируемый период осуществляется на основе действительных и прогнозных значений показателей эксплуатационной надежности и эксплуатационных ограничений режима энергопотребления предприятия с учетом планового (предполагаемого) регулирования нагрузки.

Планирование графика нагрузки предприятия на контролируемый период осуществляется на основе режимных и организационно-производственных ограничений режима энергопотребления предприятия, стоимостных и производственных показателей качества энергоснабжения с учетом регулирующих возможностей всех объектов мониторинга.

Задачи системы управления мониторингом энергоэффективности подразделяются на фоновые задачи и задачи реального времени.

Фоновые задачи обеспечивают планирование на очередные сутки и на более длительный период (неделю, декаду, месяц, квартал, год) оптимизированных графиков электрической и тепловой нагрузки отдельных потребителей, группы однородных по технологическому признаку потребителей и предприятия в целом на базе действительных и прогнозных значений основных показателей режимов энергопотребления и качества энергоснабжения, технологии и организации работ, стоимостных показателей производства.

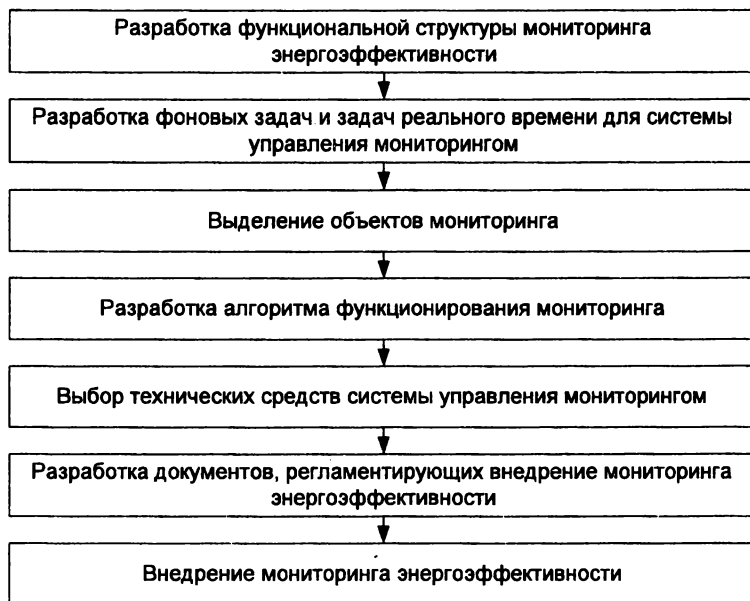


Рис. 16. Упрощенный алгоритм внедрения мониторинга энергоэффективности на предприятии

Задачи реального времени обеспечивают:

- планирование графиков нагрузки отдельных потребителей и группы потребителей, однородных по технологическому признаку, а также предприятия в целом на заданном промежутке времени (например, полчаса) в пределах текущих суток;
- определение моментов принятия решения о регулировании нагрузки;
- ранжирование потребителей для регулирования нагрузки в моменты принятия решения о регулировании;

- вычисление и распределение установки на регулирование нагрузки между потребителями в момент принятия решения о регулировании;
- выбор, реализацию и оценку стратегий управления потребителем;
- формирование базы выходных данных, на основе которых обрабатываются задачи реального времени в очередной момент принятия решения о регулировании нагрузки.

Алгоритм функционирования мониторинга представляет собой последовательное выполнение этапов (см. рис. 16):

- формирования базы входных данных;
- классификации объектов мониторинга;
- формирования базы текущей измерительной информации о показателях режимов отдельных энергоприемников;
- определения предельного момента принятия решений об управлении;
- построения шкалы приоритетов объектов мониторинга на регулирование нагрузки;
- выбора стратегии управления с использованием имитационных моделей;
- реализации и оценки управляющих воздействий;
- формирования базы выходных данных.

Главная практическая ценность системы мониторинга – возможность получать постоянно обновляемую информацию о состоянии энергоиспользования на промышленном предприятии, которая позволяет принимать оперативные решения об управлении энергосбережением.

Проведение мониторинга энергоэффективности должно побудить к активным действиям потребителей энергии в области энергосбережения, способствовать повышению их уровня знаний в этой области.

Реализация описанной системы энергомониторинга должна привести к следующим результатам:

- прекращение расточительного использования энергии;
- снижение объемов покупаемых ТЭР;
- сохранение собственных источников энергии;
- предупреждение и снижение ущерба окружающей среде и экологического риска;
- покрытие тех потребностей, которые при отсутствии мер экономии вели бы к избыточному спросу на энергоносители.

Глава 8. Энергетические балансы промышленных предприятий

8.1. Виды и области применения энергетических балансов

Топливо-энергетический баланс выражает полное количественное соответствие (равенство) за определенный интервал времени между расходом и приходом энергии и топлива всех видов в энергетическом хозяйстве, включая (где это необходимо) изменение запасов ТЭР.

Топливо-энергетический баланс является статической характеристикой динамической системы энергетического хозяйства за определенный интервал времени.

Назначение энергобаланса. Разработка и анализ энергетических балансов направлены на решение следующих основных задач:

- оценка фактического состояния энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения и определение значений потерь топливно-энергетических ресурсов;
- разработка плана мероприятий, направленных на снижение потерь топливно-энергетических ресурсов;
- выявление и оценка резервов экономии топлива и энергии;
- совершенствование нормирования и разработка научно обоснованных норм расхода топлива и энергии на производство продукции;
- определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках;
- установление требований к организации и совершенствованию учета и контроля расхода энергоносителей;
- получение исходной информации для решения вопросов создания нового оборудования и совершенствования технологических процессов с целью снижения энергетических затрат, оптимизации структуры энергетического баланса предприятия путем выбора оптимальных направлений, способов и размеров использования подведенных и вторичных энергоресурсов, совершенствования внутрипроизводственного хозяйственного расчета и системы стимулирования экономии топливно-энергетических ресурсов.

Виды и области применения энергетических балансов. В зависимости от назначения энергетические балансы промышленного предприятия могут быть классифицированы по следующим признакам:

1) *по времени разработки:*

- проектный (составляется во время разработки соответствующего проекта);

- **плановый** (на ближайший планируемый период с учетом заданий по снижению норм расхода энергии);

- **отчетный (фактический)** (составляется по отчетным (фактическим) данным за прошлый период);

- **перспективный** (на прогнозируемый период с учетом коренных изменений в технологии, организации производства продукции и энергетическом хозяйстве предприятия);

2) *стадиям энергетического потока:*

- энергобаланс производства энергоресурсов;

- преобразования энергоресурсов;

- распределения энергоресурсов;

- энергобаланс конечного использования энергоресурсов;

3) *объектам энергопотребления* (энергобалансы предприятия, производства, цеха, участка, агрегата, установки и т. п.);

4) *целевому назначению* (энергобалансы технологические, отопления и вентиляции, освещения и пр.);

5) *совокупности видов анализируемых энергетических потоков:*

- частные энергобалансы по отдельным видам и параметрам потребляемых энергоносителей;

- сводный энергобаланс по суммарному потреблению топливно-энергетических ресурсов и направлению их использования;

6) *способу разработки:*

- опытный (по фактическим замерам параметров и расходов энергетических потоков);

- расчетный (на основании расчета энергопотребления рассматриваемого производства);

- опытно-расчетный (с использованием как фактических замеров, так и расчетов);

7) *по форме составления:*

- синтетический, показывающий распределение подведенных и произведенных энергоносителей внутри предприятия или отдельных его элементов;

- аналитический, определяющий глубину и характер использования энергоносителей и составляемый с разделением общего расхода энергоносителя на полезный расход (полезная энергия) и потери энергии.

В частных энергетических балансах количественное измерение энергоносителей производится в натуральных единицах: гигакалориях (Гкал), кило-

ваттчасах (кВт · ч) и тоннах (т); в сводном энергетическом балансе – в тоннах условного топлива (т у.т.). Пересчет различных видов энергоносителей в условное топливо осуществляется по физическому эквиваленту энергии.

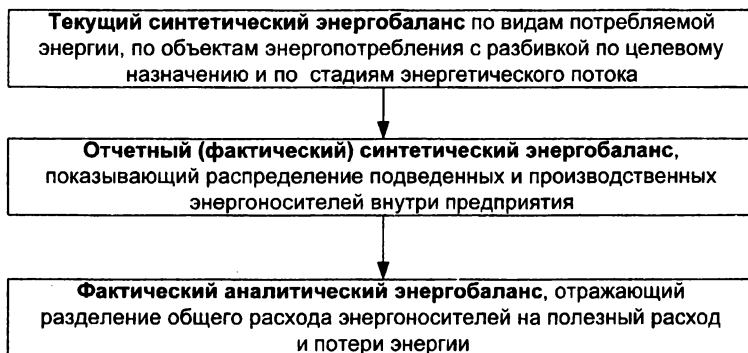


Рис. 17. Последовательность разработки и взаимосвязь видов энергобалансов

Последовательность разработки и взаимосвязь различных видов энергобалансов приведена на рис. 17.

8.2. Состав первичной информации при разработке энергетических балансов предприятий

К первичной информации при разработке и анализе топливно-энергетических балансов промышленных предприятий относят:

1) *общие сведения о предприятии* (включают показатели хозяйственной деятельности предприятия);

2) *проектные и отчетные (фактические) данные об энергоиспользовании*:

- проектную документацию (паспорт предприятия, энергетический паспорт предприятия, технико-экономическое обоснование и пр.);
- действующие формы статистической отчетности;

3) *технические и энергетические характеристики технологических процессов и установок*; являются основой для разработки аналитических энергетических балансов и должны содержать необходимые данные для оценки эффективности использования энергоносителей, в том числе:

- материальные потоки (материальный баланс);

- расходы и параметры сырья, топлива и энергии, отходов;
- конструктивные особенности установок (габаритные размеры, изоляция, наличие установок по утилизации вторичных энергоресурсов, наличие контрольно-измерительных приборов и т. п.);
- режимы работы оборудования (периодичность использования, продолжительность нахождения в «горячем резерве» и т. п.);

4) *технические и энергетические характеристики энергоносителей* (выявляют для наиболее энергоемкого и энергоиспользующего оборудования). Техничко-экономические характеристики энергоносителей включают:

- стоимость энергоносителей;
- параметры энергоносителей (для электроэнергии – напряжение, частота; для тепловой энергии – давление, температура, теплоемкость; для топлива – низшая теплота сгорания, зольность, влажность, сернистость (фактические));
- график годового и суточного потребления энергоносителей (для наиболее характерных дней летнего и зимнего периодов).

8.3. Анализ энергетических балансов

Анализ энергетических балансов установок, технологических процессов и предприятия в целом проводится с целью качественной и количественной оценки состояния энергетического хозяйства и энергоиспользования.

Схема анализа топливно-энергетических балансов приведена на рис. 18.

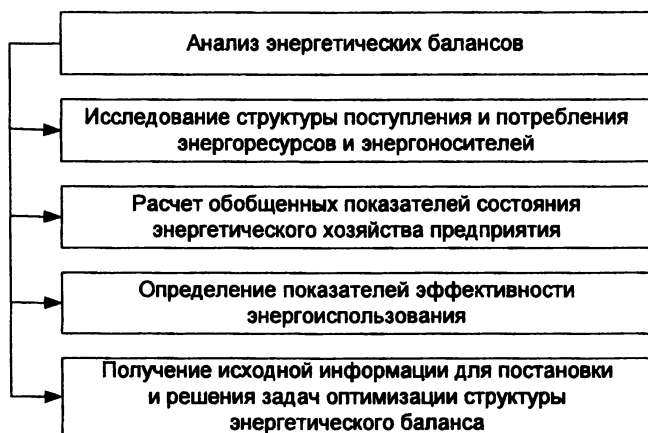


Рис. 18. Схема анализа энергетических балансов

Исходя из анализа структуры приходной и расходной частей энергетического баланса определяется специфика энергопотребления на предприятии, выявляется различие в уровнях энергопотребления и эффективности энергоиспользования по сравнению с аналогичными предприятиями и намечаются пути совершенствования структуры энергетического баланса.

Исследование аналитических энергетических балансов позволяет определить фактическое состояние энергоиспользования в отдельных структурных подразделениях предприятия и на предприятии в целом. При проведении анализа все цеха и отделения предприятия, подлежащие обследованию, классифицируются на группы процессов и установок, однородных по виду используемых энергоносителей и сходных по методике анализа энергоиспользования.

Анализ использования энергоносителей заключается в сравнении фактических показателей энергоиспользования с нормативными, фактическими за прошлый год, перспективными, аналогичными на других предприятиях и т. п., при этом важным является обеспечение условий сопоставимости.

Основными показателями эффективности энергоиспользования являются:

- коэффициент полезного действия энергетической установки;
- коэффициент полезного использования энергии;
- коэффициент полезного использования энергии по отдельным видам и параметрам энергоносителей;
- удельный (фактический) расход энергоносителя.

В ходе анализа энергоиспользования на предприятии определяются и сопоставляются с аналогичными данными подобных предприятий обобщенные показатели состояния и развития энергетического хозяйства, в том числе коэффициент электрификации, теплоэлектрический коэффициент, электротопливный коэффициент, энергоемкость продукции, электроемкость и теплоемкость продукции.

Анализ энергетических балансов должен выявить исходную информацию, необходимую для решения отдельных задач оптимизации структуры энергетического баланса предприятия, касающихся вопросов возможности замены в технологических процессах и установках одного энергоносителя другим, использования в качестве замещающего энергоносителя вторичных энергетических ресурсов, имеющихся на рассматриваемом предприятии или вне его.

В результате составления и анализа энергетических балансов должны быть определены конкретные направления экономии топлива и энергии на предприятии и количественные показатели резервов экономии.

В соответствии с выбранными направлениями намечаются конкретные мероприятия по экономии топлива и энергии.

Нормативно-методической основой для разработки и анализа топливно-энергетических балансов предприятий в РФ является ГОСТ 27322–87 «Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения» [3].

Энергетические балансы разрабатываются:

1) на стадии проектирования предприятия институтом-генпроектировщиком – частный и сводный проектные энергобалансы по всем объектам предприятия. Для основных энергоемких установок приводится аналитическая форма баланса;

2) на промышленном предприятии:

- на ближайший планируемый период (год, пятилетка) – плановый синтетический энергобаланс (частный и сводный) по объектам энергопотребления и с разбивкой по целевому назначению;

- после окончания отчетного периода по данным внутризаводских отчетных документов – отчетный (фактический) синтетический энергобаланс;

- по данным синтетического баланса, а также с учетом других сведений (полученных путем испытаний, расчетов) один раз в пятилетку (на третий год) – фактический аналитический энергобаланс с той или иной степенью детализации по объектам, целевому назначению, видам энергоносителей и т. п.

Таблица 8

Энергоэкономические показатели анализа

Вид анализа	Показатели
1	2
Анализ системы энергоэкономических показателей	Энерговооруженность труда (т у.т./чел.) Электровооруженность труда по энергии (кВт · ч/чел.) Электровооруженность труда по мощности (кВт/чел.) Энергоемкость основных производственных фондов (т у.т./р.) Электроемкость основных производственных фондов (кВт · ч/р.) Энергоемкость продукции (т у.т./р.) Электроемкость продукции (кВт · ч/р.) Теплоемкость продукции (Гкал/р.)

1	2
	Топливоемкость продукции (т у.т./р.) Коэффициент электрификации (%) Теплоэлектрический коэффициент (Гкал/кВт · ч) Электротопливный коэффициент (кВт · ч/т у.т.)
Индексный анализ: • цен и тарифов на ТЭР; • цен на продукцию	
Анализ функциональной зависимости показателей объема продукции, затрат и прибыли в системе «директ-костинг»	
Анализ показателей эффективности хозяйственной деятельности предприятия	Величина валовой прибыли Коэффициент валовой прибыли Коэффициент прибыльности продаж Коэффициент рентабельности продаж Коэффициент рентабельности активов Коэффициент рентабельности основных средств и иных внеоборотных активов

Энергобаланс промышленных предприятий составляется с использованием измеряемых параметров, на которые установлены нормы точности измерений и разработаны, стандартизованы (аттестованы) методики выполнения измерений.

Энергоэкономические показатели анализа представлены в табл. 8.

Глава 9. Потенциал энергосбережения. Мероприятия по повышению эффективности использования

9.1. Потенциал энергосбережения. Понятие идеального аналога

Абсолютные значения энергетического коэффициента полезного действия (КПД) определяются по выражению:

$$\text{КПД} = W_{\text{п}} / W_{\text{з}},$$

где $W_{\text{п}}$ – полезно использованный энергоресурс;

$W_{\text{з}}$ – суммарные затраты энергии.

Величина КПД отражает достигнутый уровень энергоиспользования в данном технологическом процессе, но не показывает, насколько высок этот уровень и есть ли возможности дальнейшего его повышения.

Используемый на практике способ оценки эффективности технологического процесса путем сопоставления его технико-экономических показателей с соответствующими показателями лучших на данный момент времени отечественных или зарубежных образцов имеет недостаток, заключающийся в том, что уровень техники и степень использования энергоресурсов все время повышаются. Следовательно, с течением времени изменяются показатели объекта сравнения, и может появиться необходимость его замены на новый, с лучшими характеристиками, что, естественно, вызывает неудобство пользования этим методом.

Оценка эффективности процессов должна быть основана на сравнении их характеристик с теоретическими (предельными) термодинамическими показателями, устанавливаемыми на базе идеального аналога процесса. В этом случае показатели объекта сравнения являются стабильными, независимыми от любых преходящих факторов. При этом в зависимости от характера решаемых задач используется аналог с разной степенью идеализации (предельная идеализация – цикл Карно, определяемый только температурами горячего и холодного источников).

Способ выбора идеального аналога следующий. Принимается, что всякому реальному процессу может быть поставлен в соответствие процесс, описываемый совокупностью явлений, которые в реальном процессе значатся определяющими.

Величина затрат материалов и энергии, необходимых для получения единицы продукта в таком идеальном процессе, может использоваться для оценки расходов исходного сырья и энергоресурсов соответствующего нового процесса, внедряемого в перспективе.

Рассчитывается энергетический КПД выбранного идеального аналога, значение которого будет предельным для соответствующего КПД реального процесса. Величина, равная отношению фактически достигнутого и предельного КПД, называемая *относительным КПД* ($\text{КПД}^{\text{от}}$), служит мерой степени термодинамического совершенства исследуемого процесса:

$$\text{КПД}^{\text{от}} = \text{КПД}_\text{р} / \text{КПД}_\text{и}$$

где $\text{КПД}_\text{р}$ – коэффициент полезного действия реального процесса;
 $\text{КПД}_\text{и}$ – коэффициент полезного действия выбранного идеального аналога.

Чем выше значение КПД^т, тем совершеннее в энергетическом смысле данный процесс и тем труднее найти способы повысить величину достигнутого для него КПД.

9.2. Теоретический потенциал энергосбережения

Каждый технологический процесс с момента своего внедрения в практику постоянно совершенствуется, результатом чего является повышение его КПД. Характер изменения КПД реального процесса во времени представляет собой возрастающую кривую, асимптотически приближающуюся к пределу – идеальному КПД данного процесса.

Соответственно этому энергозатраты на производство продукта с течением времени стремятся к предельной, практически недостижимой величине – энергозатратам его идеального аналога (рис. 19).

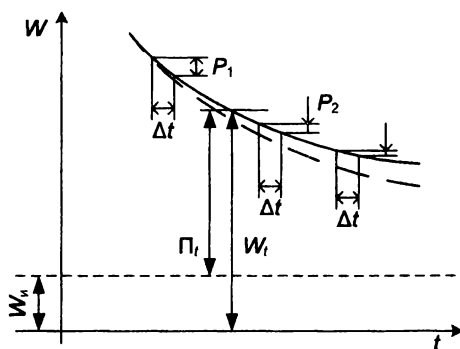


Рис. 19. Потенциал и резерв экономии энергии за счет совершенствования технологического процесса

Под **потенциалом энергосбережения** Π_i в момент t понимают теоретически возможную величину снижения энергозатрат в технологическом процессе (W_i) до уровня затрат энергии в его идеальном аналоге ($W_{ид}$), т. е. потенциал энергосбережения – это разница между достигнутыми и теоретическими затратами энергии на производство единицы рассматриваемого вида продукции, которая является предельной, реально недостижимой величиной.

Потенциал энергосбережения является величиной переменной и в пределе асимптотически приближается к нулю.

Суммарный резерв экономии энергии представляет собой разницу между энергопотреблением процесса на базовом и перспективном уровнях:

$$P_t = W_t - W_{t+\Delta t}.$$

На рис. 19 видно, что резерв экономии ТЭР за счет совершенствования процесса существенно зависит от достигнутого базового уровня производства, уровня энергоиспользования, а следовательно, потенциала энергосбережения в данный момент времени, т. е. от той точки на кривой, которая соответствует современному состоянию технологии.

Причем для высокоразвитого производства возможности снижения энергозатрат, а значит и располагаемый резерв экономии за один и тот же временной интервал Δt , на пологом участке кривой могут быть значительно более низкими, чем для периода промышленного освоения технологии (начальный участок кривой): $P_3 < P_2 < P_1$.

Целесообразно определять резерв экономии энергии как разницу потенциалов энергосбережения базового и перспективного уровней:

$$P_t = \Pi_t - \Pi_{t+\Delta t}.$$

Поскольку величина потенциала с течением времени стремится к нулю, то резерв экономии, представляющий собой разность потенциалов двух временных этапов, также стремится к нулю.

Характер кривой изменения энергопотребления процесса, технологии во времени может меняться в зависимости от жесткости проводимой энергосберегающей политики. При более жесткой политике энергосбережения кривая фактического энергопотребления будет падать более интенсивно, приближаясь к своей предельной величине.

9.3. Классификация мер по экономии энергоресурсов

При планировании энергосберегающих мероприятий необходимо определить, какими мероприятиями достигается экономия энергии и какие капиталовложения для этого потребуются.

Сложность состоит в том, что большинство мероприятий являются multifunctionalными и, наряду с экономией энергии, приводят к повышению производительности труда и т. д. (этот эффект может быть назван технологическим). Соотношения энергосберегающего и технологического эффектов для разных мероприятий значительно различаются.

С этой точки зрения все мероприятия могут быть разделены на две категории по признаку преобладающего эффекта:

- мероприятия с преобладанием технологического эффекта;
- мероприятия с преобладанием экономии энергии.

В первом случае энергосбережение является мероприятием, сопутствующим техническому прогрессу, и относится лишь к одному из факторов, обосновывающих его.

Несмотря на то что на долю указанных мероприятий приходится меньшая часть экономии энергии (до 40%), они являются очень важными, так как связаны с воспроизводством и обновлением основных фондов предприятий. Примером таких мероприятий могут служить установки непрерывной разливки стали, сухой способ производства цемента и др.

Особый интерес, с точки зрения управления энергосбережением, представляют мероприятия второй категории (целевые), для которых экономия энергии является основной целью их осуществления. К ним относятся мероприятия, для которых удельные капиталовложения, целиком относимые на сэкономленную энергию, не превышают предельной величины, определяемой из равной экономичности производства и экономии энергии.

Подобным же образом на целевые и сопутствующие (в зависимости от главного мотива расходования капиталовложений) могут быть классифицированы и инвестиции. Сопутствующими капиталовложениями являются те, для которых энергосбережение – не главная или не единственная цель реализации проекта.

К целевым капиталовложениям относятся такие, решения о расходовании которых принимаются на основе анализа их окупаемости за счет снижения энергопотребления. Такие инвестиции почти всегда вызывают мультипликативный эффект, выражающийся в повышении производительности оборудования, качества производимой продукции, а также в сокращении негативных экологических и социальных воздействий.

Целевые инвестиции в энергоэффективность, как правило, связаны с проектами, нацеленными на снижение издержек. К этому в настоящее время появляются определенные экономические стимулы вследствие происходящего существенного повышения цен на энергоносители, в результате чего на соответствующую величину возрастает и энергетическая составляющая затрат на выпуск промышленной продукции. Поэтому, чтобы обеспечить на нее доступные для потребителей цены (или достаточную конкурентоспособность продук-

ции), необходимо всемерно снижать издержки производства, в том числе и за счет экономии используемой в производственном процессе энергии.

При формировании политики энергосбережения следует иметь в виду существование двух уровней управления и соответственно двух групп энергосберегающих мероприятий: стратегических, которые требуют существенных затрат и обеспечивают значительную экономию энергоресурсов в течение длительного периода, и тактических, не требующих больших затрат и дающих положительный, не столь большой эффект, но в короткое время.

К стратегическим относятся мероприятия, связанные с глубокой структурной и технологической перестройкой промышленного производства. Как было показано выше, часто энергосбережение здесь является лишь сопутствующим эффектом в общих положительных результатах такой перестройки.

Мероприятия, направленные на реализацию различных организационно-управленческих решений, а также на ликвидацию прямого энергорассточительства, относятся к тактическим.

Отсутствие у предприятий достаточных инвестиций в энергосбережение не позволит им перейти к новой энергосберегающей технике и технологии. В этот период ситуация в энергохозяйствах предприятий будет оставаться на нынешнем уровне, поэтому необходимо искать возможности экономии энергии в совершенствовании организации и управления энергосбережением, благодаря которым можно реализовать от 15 до 30% имеющегося потенциала энергосбережения. Этими моментами определяются и сферы влияния стратегического и тактического уровней управления в системе энергосбережения.

В техническом отношении можно выделить три основные группы мероприятий по экономии ТЭР:

1. Меры, направленные на улучшение организации и управления энергосбережением, а также на более экономные режимы эксплуатации существующего оборудования или просто устранение энергорассточительности, осуществляемые практически без дополнительных капиталовложений и имеющие срок окупаемости до одного года (малозатратные мероприятия).

К данной категории относятся те меры экономии, в результате осуществления которых возникают незначительные расходы в сравнении с получаемой экономией энергетических издержек. Особой мерой экономии энергии, не требующей издержек, является мера, которую можно осуществить лишь посредством инвестиций (на возмещение основного капитала). Это происходит тогда, когда оборудование эксплуатируется правильно, но его выбор не соответствует принципу целесообразности (например,

эксплуатация электродвигателей с большой номинальной мощностью). При этом производить замену существующего оборудования на менее энергоемкое выгодно, как правило, лишь тогда, когда определенный агрегат необходимо заменить по каким-то другим причинам.

2. Совершенствование существующих известных технологий при использовании дополнительных капитальных вложений при сроках окупаемости от 1 года до 3 лет (среднезатратные мероприятия).

В экономическом плане здесь имеется в виду замещение средства производства «энергия» определенным долговременным основным средством производства.

Инвестиции, приводящие к экономии энергии, производятся либо в форме дополнительных капиталовложений в уже существующие агрегаты, либо в форме замены какого-либо агрегата или систем агрегатов. Большие потенциальные возможности для экономии энергии возникают тогда, когда можно полностью произвести замену устройства и технологического процесса.

3. Освоение новых технологий и оборудования, связанное с коренной реконструкцией или существенной модернизацией предприятия, требующее крупных инвестиций, что позволит повысить качество продукции и энергетическую эффективность.

Мероприятия первой группы, не требующие больших первоначальных затрат, осуществляются только за счет собственных источников финансирования. Мероприятия второй группы могут быть проведены как за счет собственных источников финансирования, так и за счет привлечения кредитов акционерных и зарубежных коммерческих банков, промышленных предприятий, региональных бюджетов, а также различных частных инвесторов.

Наконец, третья группа требует значительных источников внешнего финансирования. Оно может происходить в форме дополнительного притока собственного (акционерного) капитала или же привлечения заемного (ссудного) капитала и ассигнований из государственного бюджета или Федерального фонда энергосбережения.

Все мероприятия по улучшению энергоэффективности можно подразделить на следующие направления:

1. Ликвидация прямых потерь ТЭР.
2. Совершенствование организационно-управленческой работы по энергосбережению.
3. Оптимизация режимов работы и совершенствование эксплуатации оборудования.

4. Совершенствование системы учета, контроля и регулирования расхода ТЭР.

5. Совершенствование схем энергоснабжения предприятий.

6. Совершенствование организации ремонта оборудования, повышение качества ремонта.

7. Использование вторичных энергоресурсов, включая утилизацию низкопотенциального тепла вентиляционных выбросов и рекуперацию энергии.

8. Совершенствование действующей техники и технологии, их модернизация и реконструкция; автоматизация существующих технологических процессов.

9. Создание и внедрение новой энергоэкономной техники и технологий.

В целом энергосберегающие мероприятия по указанным направлениям можно классифицировать следующим образом (рис. 20).



Рис. 20. Классификация мероприятий по энергосбережению

* Направления повышения энергоэффективности смотри в тексте (9 направлений).

Вопросы для самоконтроля

1. Назовите основные задачи мониторинга энергоэффективности.
2. Опишите алгоритм функционирования энергомониторинга.
3. Каковы основные этапы анализа энергопотребления предприятия?
4. Перечислите энергоэкономические показатели предприятия.
5. Дайте классификацию энергетических балансов.
6. Что включает в себя первичная информация по разработке и анализу энергетических балансов?
7. Назовите последовательность анализа энергобалансов.
8. Каковы основные цели анализа энергобалансов?
9. Перечислите основные показатели эффективности энергоиспользования.
10. Дайте определение понятию потенциала энергосбережения при замене существующей технологии новой энергосберегающей.
11. Назовите основные группы мер по экономии энергоресурсов.

Раздел 4.

НОРМИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЕМ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Глава 10. Нормирование расхода топливно-энергетических ресурсов

10.1. Основные положения

Под нормированием расхода ТЭР (топливо, тепловая и электрическая энергия и др.) понимается определение меры их потребления в условиях эффективного использования. Основная задача нормирования – обеспечить применение при планировании и в производстве технически и экономически обоснованных прогрессивных норм расхода ТЭР для осуществления режима энергосбережения, рационального распределения и наиболее эффективного их использования.

Нормированию должны подлежать все виды расхода ТЭР на основные и вспомогательные производственно-эксплуатационные нужды независимо от объема потребления ТЭР и источников энергоснабжения. Целью и итогом нормирования является разработка норм расхода ресурсов, т. е. узаконенный удельный расход этих ресурсов на производство единицы продукции, работы или услуг установленного качества.

Необходимо разделять понятия «норма» и «норматив».

Норматив расхода энергии (топлива) – технически обоснованная составляющая нормы расхода энергии (топлива), устанавливаемая в нормативной документации на конкретное изделие и характеризующая предельные значения потребления энергии (топлива) по элементам производственного процесса на единицу выпускаемой продукции (работы).

Норма расхода ТЭР¹ – научно, технически и экономически обоснованная мера потребления или расхода этих ресурсов на единицу продукции (работы, услуги) определенного качества, обеспечивающая минимум затрат на выпуск данной продукции (работы, оказание услуги) с учетом специфики, особенностей и реальных возможностей производства в настоящих и планируемых условиях.

¹ В настоящее время единого мнения о данном понятии нет.

Технически обоснованная норма расхода энергии (топлива) включает только полезный расход и технически неизбежные потери нормируемого энергоресурса. Расход ТЭР, обусловленный неудовлетворительным техническим состоянием оборудования и низким уровнем его эксплуатации, в технически обоснованную норму не включаются.

Прогрессивность норм расхода ТЭР определяется следующими факторами:

- норма должна быть составлена в расчете на нормальное техническое состояние основного и вспомогательного оборудования;
- его эксплуатация осуществляется технически правильно, на расчетных режимах;
- при разработке учитывается реализация планов по экономии ТЭР;
- норма ориентирована на модернизацию оборудования, освоение новой энергоэффективной техники и технологий.

Предельное значение показателя потребления энергоресурсов принимается при заданных условиях изготовления, эксплуатации, ремонта и утилизации конкретного объекта (единицы продукции, работы).

10.2. Классификация и состав норм расхода ТЭР

Существует следующая **классификация норм расхода ТЭР**:

1) *по степени агрегации*:

- индивидуальные (для конкретных заводов, производств, агрегатов);
- средневзвешенные – групповые (для группы подобных заводов, производств, агрегатов);

2) *периоду действия*:

- годовые;
- квартальные;
- месячные;

3) *по составу учитываемых ресурсов*:

- технологические;
- общепроизводственные цеховые;
- общепроизводственные заводские.

Нормы устанавливают отдельно по следующим видам энергоносителей:

- котельно-печному топливу (в условном исчислении);

- моторному топливу;
- тепловой энергии;
- электрической энергии;
- расходу сжатого воздуха;
- расходу кислорода;
- расходу воды на производство продукции;
- расходам других материалов.

Для выполнения норм необходимы исправное оборудование, соблюдение установленных режимов работ, а также плановой загрузки по мощности оборудования.

Индивидуальной нормой называется норма расхода энергоресурса на производство единицы продукции (работ, услуг), которая устанавливается по типам или отдельным энергопотребляющим агрегатам, установкам или технологическим схемам применительно к определенным условиям производства продукции (работ, услуг).

Технологическая норма расхода энергии (топлива) – норма расхода энергии (топлива) на основные и вспомогательные технологические процессы изготовления, ремонта и утилизации изделия, включая расход (работу) на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущих ремонтов и холодных простоев, а также технически неизбежные потери энергии при работе оборудования, технологических агрегатов и установок.

При нормировании расхода топлива устанавливаются только технологические нормы расхода на производство продукции (работы).

Общепроизводственная норма расхода энергии – норма расхода тепловой и (или) электрической энергии, теоретически учитывающая их (усредненный) расход на основные и вспомогательные нужды производства (общепроизводственное, цеховое и заводское потребление на отопление, вентиляцию, освещение, воздушно-тепловые завесы всех служб, отопление заводских лабораторий и т. д.), а также при преобразовании и транспортировании энергии на предприятии (в цехе), отнесенные к произведенному объему продукции или выполненному объему работ.

Групповой называется норма расхода энергоресурса на производство единицы объема одноименной продукции (работ, услуг) согласно установленной номенклатуре по уровням планирования (участок, цех, предприятие).

Групповая норма расхода ТЭР обычно определяется как средневзвешенная по формуле

$$b_{\text{гр}} = \frac{b_1 Q_1 + b_2 Q_2 + \dots + b_n Q_n}{Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n} = \frac{\sum b_i Q_i}{\sum Q_i},$$

где b_1, b_2, \dots, b_n – индивидуальные нормы расхода ТЭР соответственно на 1, 2, 3, n -м объекте (котле, котельной, предприятии и т. д.);

Q_1, Q_2, \dots, Q_n – количественная характеристика тех же объектов, положенная в основу определения групповой нормы;

n – число объектов, для которых определяется групповая норма.

Количественная характеристика специфична для каждого конкретного случая и выбирается исходя из задач и целей группировки. Так, в основу группировки могут быть положены установленная тепловая мощность котельных или выработка ими теплоты (годовая, квартальная, месячная), этажность зданий или периоды их застройки и отвечающие этим признакам тепловые характеристики зданий и т. д. В некоторых случаях группировка осуществляется одновременно по нескольким признакам.

Например, если в котельной установлено 10 котлов и тепловая мощность первых трех равна 10, вторых трех – 8 и остальных – 3 Гкал/ч, а индивидуальные нормы расхода топлива соответственно 170, 171, 171, 175, 180, 185, 186, 186, 190, 190 кг у.т./Гкал, то групповая средневзвешенная норма составит:

$$b_{\text{гр}} = \frac{10(170+171+171)+8(175+180+185)+3(186+186+190+190)}{10 \cdot 3 + 8 \cdot 3 + 3 \cdot 4} \approx 177,2 \text{ кг у.т./Гкал}$$

В примере было принято, что все котлы работают в одинаковом режиме в течение всего года, а в качестве Q выступала их установленная мощность.

Если же число часов использования установленной мощности различно, формула трансформируется следующим образом:

$$b'_{\text{гр}} = \frac{\sum (b'_i Q_i T_i)}{\sum Q_i T_i},$$

где T_i – число часов использования установленной тепловой мощности i -го котла, ч/год;

b_i – норма расхода ТЭР для i -го котла, кг у.т./Гкал;

Q_i – установленная теплопроизводительность i -го котла, Гкал/ч;

n – количество котлов в котельной.

Допустим, число часов использования тепловой мощности для первой группы котлов равно $T_{1-3} = 2000$ ч/год, для второй $T_{4-6} = 2200$ ч/год и для третьей $T_{7-10} = 1500$ ч/год, тогда групповая норма будет равна:

$$b_{гр} = \frac{10 \cdot 2000(170+171+171)+8 \cdot 2200(175+180+185)+3 \cdot 1500(186+186+190+190)}{10 \cdot 2000 \cdot 3+8 \cdot 2200 \cdot 3+3 \cdot 1500 \cdot 4} = 176,8 \text{ кг у.т. /Гкал.}$$

Следует помнить, что в зависимости от назначения и уровня агрегирования одни и те же нормы могут выступать в качестве как индивидуальных, так и групповых. Так, в приведенных выше примерах рассчитанная норма расхода топлива является групповой. В то же время для городского теплового хозяйства, где эксплуатируются N котельных, упомянутая норма будет индивидуальной.

Состав норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии – это перечень направлений их расхода, учитываемых в нормах на производство продукции (работы).

На промышленных предприятиях, а также в объединениях должны устанавливаться отдельно нормы тепловой и электрической энергии на отопление, вентиляцию, производство сжатого воздуха, кислорода, подачу воды и другие вспомогательные нужды производства (табл. 9).

В нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии не должны включаться затраты этих ресурсов, вызванные отступлением от принятой технологии, режимов работы, рецептур, несоблюдением требований к качеству сырья и материалов, и другие нерациональные затраты.

В нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии на производство продукции (работы) не включаются расходы на строительство и капитальный ремонт зданий и сооружений, монтаж, пуск и наладку нового технологического оборудования, научно-исследовательские и экспериментальные работы, отпуск на сторону (для поселков, столовых, клубов, детских яслей и садов и т. д.), потери топлива при хранении и транспортировке. Расход топлива, тепловой и электрической энергии на эти нужды должен нормироваться отдельно.

Таблица 9

Примерный состав норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии для промышленного предприятия

Виды норм, статьи расхода топлива, тепловой и электрической энергии	Виды ТЭР		
	Топливо	Тепловая энергия	Электроэнергия
1	2	3	4
Технологические нормы Расход топлива, тепловой и электрической энергии на технологические процессы производства с учетом расходов на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущих ремонтов и холодных простоев, а также технически неизбежные потери в применяемом оборудовании, технологических агрегатах и установках	+	+	+
Общепроизводственные цеховые нормы Расход тепловой и электрической энергии, входящей в состав технологической нормы Расход тепловой и электрической энергии на вспомогательные нужды цеха:	+	+	+
• отопление	—	+	+
• вентиляцию	—	+	+
• освещение	—	—	+
• работу внутрицехового транспорта	—	—	+
• хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды цеха	—	+	+
• работу цеховых ремонтных мастерских	—	+	+
Потери энергии во внутрицеховых сетях и преобразователях	—	+	+
Общепроизводственные заводские нормы Расход тепловой и электрической энергии, входящей в состав общепроизводственной цеховой нормы Расход тепловой и электрической энергии на вспомогательные нужды предприятия:	—	+	+
• производство сжатого воздуха	—	—	+
• производство холода	—	—	+
• производство кислорода, азота	—	—	+
• производство генераторного газа	—	—	+

Окончание табл. 9

1	2	3	4
• подачу воды	—	+	+
• производственные нужды вспомогательных и обслуживающих цехов и служб (ремонтных, инструментальных и других цехов, заводских лабораторий, складов, административных зданий и т. п.), включая их освещение, вентиляцию и отопление	—	+	+
• работу внутризаводского транспорта	—	—	+
• наружное освещение территории	—	—	+
Потери в заводских тепловых и электрических сетях и трансформаторах до цеховых пунктов учета	—	+	+

Примечание. Знак «+» означает, что расчет проводится, «—» — расчет не проводится.

Если предприятие кроме основной продукции выпускает полуфабрикаты для поставки другим предприятиям (литье, кузнечные поковки, штамповки, клинкер и т. д.) и товары народного потребления, то расход топлива, тепловой и электрической энергии на их производство нормируется отдельно и не включается в нормы расхода на производство основной продукции (работы).

10.3. Методы разработки норм расхода ТЭР

Основным методом разработки норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии является расчетно-аналитический метод. Кроме того, существуют опытный и расчетно-статистический методы.

Для определения групповых норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии используются, в основном расчетно-аналитический и расчетно-статистический методы.

Расчетно-аналитический метод предусматривает определение норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии расчетным путем по статьям расхода на основе прогрессивных показателей использования этих ресурсов в производстве.

Групповые нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии определяются, как правило, расчетно-аналитическим методом на основе индивидуальных норм расхода и соответствующих объемов производства как средневзвешенные величины. В отдельных случаях групповые

нормы расхода на планируемый год могут быть разработаны исходя из соответствующих норм базисного года с учетом достигнутых прогрессивных показателей удельного расхода и планируемых организационно-технических мероприятий по экономии топлива и энергии.

Индивидуальные нормы расхода определяются на базе теоретических расчетов, экспериментально установленных нормативных характеристик энергопотребляющих агрегатов и установок с учетом достигнутых прогрессивных показателей удельного расхода топлива, тепловой и электрической энергии и внедряемых мероприятий по их экономии.

Опытный метод разработки индивидуальных норм расхода заключается в определении удельных затрат топлива, тепловой и электрической энергии по данным, полученным в ходе испытаний (эксперимента).

При этом оборудование должно быть в технически исправном состоянии и отлажено, а технологический процесс должен осуществляться в режимах, предусмотренных технологическими регламентами или инструкциями.

В тех случаях, когда не представляется возможным использовать для разработки норм расчетно-аналитический и опытный методы, применяется, как исключение, **расчетно-статистический метод** определения норм расхода на основе анализа статистических данных за ряд предшествующих лет о фактических удельных расходах топлива, тепловой и электрической энергии и факторов, влияющих на их изменение.

Основными исходными данными для определения норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии являются:

- первичная техническая и технологическая документация;
- технологические регламенты и инструкции, экспериментально проведенные энергобалансы и нормативные характеристики¹ энергетического и технологического оборудования, сырья, паспортные данные оборудования, нормативные показатели, характеризующие наиболее рациональные и эффективные условия производства (коэффициент использования мощности, нормативы расхода энергоносителей в производстве, удельные тепловые характеристики для расчета расхода на отопление и вентиляцию, нормативы потерь энергии при передаче и преобразовании и другие показатели);

¹ Здесь и далее под нормативной характеристикой подразумевается зависимость удельного расхода топлива, тепловой и электрической энергии от загрузки (производительности) оборудования и других факторов при нормальных условиях его эксплуатации.

- данные об объемах и структуре производства продукции (работы);
- данные о плановых и фактических удельных расходах топлива и энергии за прошедшие годы, а также акты проверок использования их в производстве;
- данные о передовом опыте отечественных и зарубежных предприятий, выпускающих аналогичную продукцию, об экономном и рациональном использовании топлива и энергии и о достигнутых удельных расходах;
- план организационно-технологических мероприятий по экономии топлива и энергии.

10.4. Основы энергетического менеджмента

Энергетический менеджмент – это управленческий процесс, предполагающий последовательное выполнение, цикличность и координацию планирования, создания структур управления, механизмов стимулирования и контроля за рациональным расходованием ТЭР, осуществление которого обеспечивает условия и способы достижения уменьшения энергозатрат на предприятии.

Планирование энергопотребления представляет собой процесс, с помощью которого энергоменеджеры определяют стратегию и тактику оптимального энергопотребления и предпринимают необходимые действия и решения для достижения этой цели.

Процесс создания (или реорганизации) структуры управления энергохозяйством предполагает разделение задач и обеспечение координации работы энергетических и производственных подразделений предприятия для достижения запланированных уровней энергопотребления.

Создание механизма стимулирования энергосбережения – это процесс влияния на работников предприятия таким образом, чтобы они могли достигать своих целей при направлении усилий на достижение цели предприятия в повышении эффективности использования ТЭР.

Контроль нужен для определения (и необходимой корректировки) степени отклонения полученных показателей энергопотребления от запланированных.

Планирование энергопотребления является основной функцией энергоменеджмента, от которой зависят все остальные, и должно носить преимущественно стратегический характер. В свою очередь, качество планирования обеспечивается качественным выполнением всех других функций.

В оперативном плане введение энергоменеджмента следует рассматривать как ответную реакцию предприятия на снижение конкурентоспособности продукции в результате повышенных энергозатрат.

Этапы энергоменеджмента. Структурно систему энергоменеджмента на предприятии можно представить в виде последовательных действий, реализующихся поэтапно.

Этап 1. Анализ текущей ситуации. Анализ текущей ситуации по использованию энергоресурсов проводится в рамках мониторинга потребления ТЭР или (и) экспертной оценки результатов проведенного обследования предприятия. Данная экспертиза осуществляется работниками технологических, экономических и юридических служб предприятия. Необходимость ее проведения объясняется тем, что внешний энергоаудит только констатирует и локализует наличие резервов экономии энергии в их техническом аспекте. Реализацию этих резервов на практике осуществляет предприятие. На уровень энергетических издержек предприятия влияют две группы факторов:

- внешние воздействия;
- внутренние воздействия.

Группа факторов внешних воздействий (среда, в которой функционирует предприятие) включает в себя:

1. Неопределенность перспектив развития регионального топливно-энергетического комплекса.
2. Федеральную и региональную законодательные базы.
3. Государственные региональные органы регулирования, обеспечивающие принудительное выполнение законодательства в сферах своей компетенции.
4. Цены и тарифы на ТЭР, динамику их изменения.
5. Дефицитность определенных видов местных энергоресурсов.
6. Финансово-кредитную политику.
7. Экономическую конъюнктуру в регионе.
8. Экологическую обстановку.
9. Развитость рынка энергосберегающего оборудования и услуг.

Сила воздействия каждой из перечисленных внешних ситуационных переменных различна и может носить как положительную, так и отрицательную направленность. В первом случае вероятность признания необходимости повышения эффективности использования ТЭР увеличивается, во втором – наоборот.

Группа факторов внутренних воздействий представляет собой потери топлива и энергии вследствие недостаточной эффективности энергохозяйства предприятия как единой системы. Эту группу можно разделить на три большие подгруппы:

1. Потери ТЭР, связанные с низким техническим и технологическим уровнем энергохозяйства предприятия:

- использование устаревших энергорасточительных техники и технологий;
- низкий уровень автоматизации производственных процессов и использования вторичных энергетических ресурсов;
- несовершенные процессы сжигания топлива;
- невысокая пропускная способность сетей и несовершенные схемы энергоснабжения внутри предприятий.

2. Потери ТЭР, обусловленные энергорасточительством:

- несоблюдение режимов работы оборудования и отступление от принятых технологий;
- несоответствие мощностей технологических агрегатов и энергетических приводов;
- высокая материалоемкость продукции и ее брак;
- высокий уровень выхода вторичных энергетических ресурсов;
- несовершенство процессов хранения, передачи преобразования энергоресурсов;
- прямые потери ТЭР.

3. Потери ТЭР, связанные с несовершенством управления энергохозяйством:

- несовершенная система учета и нормирования расхода ТЭР;
- неоптимальное распределение электрических и тепловых нагрузок;
- устаревшие структуры управления энергохозяйством;
- несовершенная система планирования и анализа использования ТЭР;
- несовершенная система стимулирования мероприятий по экономии ТЭР;
- снижение уровня квалификации персонала;
- недостаточное использование информационных технологий и автоматизированных систем управления процессами и агрегатами.

Многие из вышеперечисленных внутренних отрицательных воздействий на энергоекономические (и в целом на хозяйственные) показатели

деятельности предприятия вскрываются в ходе энергетического обследования (аудита).

Таким образом, итогом этапа может быть признание необходимости разработки и реализации целевой комплексной программы управления энергоиспользованием на предприятии.

Комплексная целевая программа управления энергоиспользованием – это намеченная к планомерному осуществлению, объединенная единой целью, обеспеченная ресурсами, исполнителями и приуроченная к определенным срокам система организационно-управленческих, научно-технических, экономических и социальных мероприятий, направленных на решение задачи повышения энергоэффективности производства.

На этом этапе руководством предприятия учреждается должность энергетического менеджера. Это должностное лицо должно отвечать за внедрение нового для предприятия вида деятельности – энергетического менеджмента и в целом за энергетическую эффективность предприятия. При этом следует учитывать, что должность менеджера по энергетике в большей степени управленческая.

Этап 2. Анализ возможностей. Содержанием работ этого этапа является анализ возможностей изменения поведения предприятия под влиянием внешних и внутренних воздействий при осуществлении им политики эффективного использования энергии и энергоносителей.

С этой целью могут создаваться рабочие группы по анализу факторов и нахождению подходящих способов изменения ситуации. Если в ходе внешнего энергетического аудита вскрыты потенциальные резервы энергосбережения (в техническом плане), то исследуются глубинные причины их возникновения. Рабочая группа проводит анализ стратегии предприятия в отношении рационализации энергопотребления, структуры управления энергохозяйством и кадрового потенциала.

Анализу также подвергаются:

- 1) текущая ситуация, связанная с планированием и реализацией мероприятий по энергосбережению на предприятии;
- 2) факторы внешних и внутренних воздействий;
- 3) прошлые и имеющиеся намерения в сокращении энергопотребления во временном аспекте (приоритеты долгосрочных, среднесрочных или краткосрочных целей);

4) корректность формулировки целей повышения энергоэффективности производства, что предполагает наличие четырех необходимых условий:

- цели должны быть выполнимыми (в частности, обеспечены необходимыми ресурсами);
- цели должны быть желанными (достижение целей необходимо стимулировать);
- цели должны поддаваться оценке (если цели невозможно оценить, то их нельзя и контролировать);
- за достижение каждой цели кто-то должен отвечать;

5) влияние внешних и внутренних воздействий на стратегические намерения энергослужбы предприятия, которые она планирует осуществить;

6) динамика численности административно-управленческого персонала в целом по предприятию и в энергохозяйстве в частности; как это отражается на изменении объема полномочий, делегируемых работникам;

7) степень координации работы подразделений предприятия в повышении энергоэффективности;

8) система учета, контроля и нормирования расхода ТЭР, в том числе:

- наличие и совершенство информационно-измерительных систем учета и контроля расхода ТЭР с точки зрения полноты, оперативности и достоверности информации;
- наличие систем компьютерной обработки данных по энергопотреблению;
- система финансирования и стимулирования энергосберегающих мероприятий;
- профессиональные и квалификационные навыки персонала и их сочетание для выполнения задач рационализации энергоиспользования;
- наличие или отсутствие общих ценностей, объединяющих персонал предприятия в стремлении экономить энергию.

Анализ позволяет оценить реальную ситуацию, сложившуюся в энергохозяйстве, выявить возможности для совершенствования и разработать программу перемен.

Этап 3. Реализация системы энергоменеджмента. Программа оформляется в виде планового документа. Программные показатели дифференцируются и конкретизируются по исполнителям с выделением значений показателей на конец плановых периодов, охватываемых данной программой.

На основании программы разрабатываются планы мероприятий по экономии ТЭР для соисполнителей и распределяются имеющиеся ресурсы. Распределение ресурсов между факторами улучшения должно обеспечить их наиболее рациональное использование, что обусловлено ограниченностью ресурсов, при которой их увеличение для одной цели означает уменьшение для других.

Основные обязанности энергетического менеджера заключаются в следующем:

- формирование энергетической политики предприятия, если ее не было раньше или если существующая политика устарела и малоэффективна;
- разработка инвестиционной программы по снижению энергопотребления;
- участие в разработке производственных планов и производственной стратегии предприятия наравне с другими руководителями;
- установление соответствующих связей технологического процесса с другими, влияющими на энергозатраты видами деятельности, такими как ремонт, производство продукции, бухгалтерия;
- введение и поддержание процедур оценки экономической эффективности мероприятий энергетического менеджмента;
- расчет и анализ ключевых данных о повышении эффективности использования энергии в целом и по отдельным производствам;
- выявление экономически обоснованных возможностей для повышения энергоэффективности (внедрение мер по экономии энергии, не требующих инвестиций или с минимальными затратами, внедрение новых технологий на существующих и новых энергосистемах предприятия; локализация оценки и определение приоритетности мер по экономии энергии, требующих более крупных инвестиций);
- информирование персонала предприятия о деятельности по энергетическому менеджменту и предпринимаемых мерах, направленных на экономию энергоресурсов;
- определение потребности предприятия в получении опыта энергосбережения;
- поддержание на предприятии культуры сознательного отношения к энергии;
- поддержание собственного уровня компетенции в области менеджмента и текущей энергетической политики, а также сопутствующих аспектах.

Дальнейшая задача энергоменеджера заключается в разработке стратегии программно-ориентированного управления, что позволяет перейти от эпизодических мер к стабильной целевой ориентации подразделений предприятия на регулярное решение всей совокупности вопросов, связанных с энергосбережением.

Вопросы для самоконтроля

1. Дайте определение понятия «нормы расхода энергоресурса».
2. Как рассчитывается групповая норма расхода ТЭР?
3. Перечислите виды энергоресурсов, подлежащих нормированию.
4. Перечислите методы расчета нормы расхода ТЭР.
5. Определите соотношение понятий «норма» и «норматив».
6. Назовите основные цели энергоменеджмента.
7. Каковы основные обязанности энергоменеджера?

Заключение

Настоящее пособие позволяет получить современные знания по методологии учета энергоносителей, вопросам анализа эффективности потребления энергоносителей в промышленности, существующим требованиям, предъявляемым к подобным системам и практическому применению результатов анализа энергопотребления. При этом учет энергоносителей рассматривается как первый этап, позволяющий получить полную и достоверную информацию, на основе которой в последующем осуществляется анализ эффективности и режимов энергопотребления, и принятие необходимых управленческих решений.

Для потребителей энергоресурсов главным стимулом внедрения средств учета является возможность осуществления финансовых расчетов с поставщиком только за действительно использованные ресурсы по их реальному качеству. Действующая нормативно-правовая база учета энергоносителей в Российской Федерации, рассмотренная в пособии, позволяет использовать расчетные методы их учета в промышленности и жилищно-коммунальном хозяйстве.

Весьма актуальным в современных условиях является вопрос нормирования потребления топливно-энергетических ресурсов. Экономически и технически обоснованные нормы расхода ТЭР являются очень важным инструментом в хозяйственной деятельности любого предприятий. Разработка таких норм в условиях рыночной экономики в России является новым направлением в экономической науке, а значит требует грамотного подхода и использования положительного опыта развитых стран мира.

Мировой финансовый и экономический кризис 2008–2009 гг. объективно приводит к необходимости значительного повышения эффективности использования всех ресурсов, в том числе и энергетических. В Российской Федерации, где энергоемкость валового национального продукта в разы превышает данный показатель в развитых странах, наконец появляется реальное понимание этого на всех уровнях: государственном, законодательном, коммерческом, производственном и бытовом. Кризис ускорил осознание того, что без перехода на энергоэффективные технологии, позволяющие снизить затраты на производство продукции, Россия не станет современной страной с высоким уровнем жизни.

Библиографический список

1. *Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования* [Электронный ресурс]: РД-34.11.114-98 : утв. РАО «ЕЭС России» 12.01.98. Режим доступа: <http://cert.obninsk.ru/gost/152/1552.html>
2. *Вагин Г. Я. Экономия энергоресурсов в промышленных технологиях* [Текст]: справ.-метод. пособие / Г. Я. Вагин, Л. В. Дубникова, Е. А. Зенютин, А. Б. Лоскутов, Е. Б. Солнцев. Н. Новгород: Нижегород. гос. ун-т, 2001. 296 с.
3. *ГОСТ 27322-87. Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения* [Текст]. М.: Изд-во стандартов, 1987. 12 с.
4. *ГОСТ Р 8.000-2000. Государственная система обеспечения единства измерений. Основные положения* [Текст]. М.: Изд-во стандартов, 2000. 5 с.
5. *Гражданский кодекс Российской Федерации* [Текст]. М.: Проспект, 1999. 146 с.
6. *Журавин Л. Г. Методы электрических измерений* [Текст] / Л. Г. Журавин, М. А. Мариненко, Е. И. Семенов, Э. И. Цветков. Л.: Энергоатомиздат, 1990. 288 с.
7. *Куликов В. М. Энергосбережение в бюджетной сфере* [Текст] / В. М. Куликов, А. И. Евпланов, В. Я. Злобинский. Екатеринбург: Свердловгосэнергонадзор, 1999. 126 с.
8. *Об обеспечении единства измерений* [Текст]: Федер. закон: [принят Гос. думой 27 апр. 1993 г.]. М.: Маркетинг, 2001. 28 с.
9. *Об энергосбережении* [Текст]: Федер. закон: [принят Гос. думой 3 апр. 1996 г.]. Рос. газета. 1996. 10 апр.
10. *Правила устройства электроустановок* [Текст]. М.: Энергосервис, 2002. 608 с.
11. *Правила учета газа* [Текст]: утв. Минтопэнерго РФ 14.10.1996, регистр. Минюст РФ 15.11.1996, № 1198. М.: Изд-во МЭИ, 1996. 37 с.
12. *Правила учета тепловой энергии и теплоносителя* [Текст]: П-683 Главгосэнергонадзор: утв. Минтопэнерго РФ 12.09.1995, регистр. № 954 Минюст РФ. М.: Изд-во МЭИ, 1995. 68 с.
13. *Правила учета электрической энергии* [Текст]: утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996 и Минстрой РФ 26.09.1996, регистр. Минюст РФ 24.10.1996, № 1182. М.: Изд-во МЭИ, 1996. 74 с.
14. *Ратников Б. Е. Управление энергосбережением* [Текст]: учеб. пособие / Б. Е. Ратников, А. В. Чазов. Екатеринбург: Урал. гос. техн. ун-т, 1998. 104 с.

Учебное издание

Куликов Вячеслав Михайлович

**МЕТОДЫ УЧЕТА И АНАЛИЗА
ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ**

Учебное пособие

Редактор Т. А. Зверева
Компьютерная верстка О. Н. Казанцевой

Печатается по постановлению
редакционно-издательского совета
университета

Подписано в печать 27.11.09. Формат 60×84/16. Бумага для множ. аппаратов. Усл. печ. л. 10,0. Уч.-изд. л. 10,8. Тираж 100 экз. Заказ № 415.
Издательство ГОУ ВПО «Российский государственный профессионально-педагогический университет». Екатеринбург, ул. Машиностроителей, 11.

Отпечатано в ООО «ТРИКС» Свердловская область, г. Верхняя Пышма, ул. Феофанова, 4